

Grado en Ingeniería Mecánica

2017-2018

Trabajo Fin de Grado

“Influencia de la curvatura de un campo de heliostatos Fresnel”

Alejandro González Silvestre

Tutor:

Jesús Gómez Hernández

Leganés, 2018

RESUMEN

El objetivo de este proyecto es el de estudiar tanto óptica como económicamente la repercusión de la concavidad de los espejos primarios de una central térmica solar tipo Fresnel-beam-down.

Para ello se dimensionará un campo de heliostatos lineal de doble reflexión con un receptor de partículas sólidas central mediante el uso de MATLAB, así como su rendimiento óptico, el cual se corroborará con un software denominado SolTrace, el cual permite obtener datos más realistas sobre el rendimiento del campo.

Una vez obtenidas las dimensiones del campo y su rendimiento, se realizará un análisis económico de la central de espejos primarios planos en comparación con una con espejos primarios curvos.

Palabras clave: CSP; Fresnel; Beam-down; Partículas sólidas; SolTrace.

AGRADECIMIENTOS

A mi padre y a mi madre, sin los cuales no estaría hoy aquí.

A mis compañeros de la universidad, por hacerme compañía durante estos últimos cuatro años, por pasarme apuntes si faltaba, por echarme un cable cuando hacía falta.

A mi tutor Jesús, por asignarme un TFG aun cuando todavía tenía 10 asignaturas en el primer cuatrimestre, y por ayudarme desde el principio hasta el final con este trabajo en cada tutoría.

Y por último, a mí, por haber llegado hasta aquí, después de tantas horas de tren, después de tantas comidas en la cafetería, después de todos esos días que parecían no tener fin, al final han merecido la pena.

ÍNDICE DE CONTENIDOS:

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Situación energética global	1
1.2. Mercado energético renovable nacional	2
1.3. Motivación del trabajo	3
1.4. Objetivos	4
1.5. Estructura del trabajo	4
2. ENERGÍA SOLAR	5
2.1. Energía solar fotovoltaica	5
2.2. Energía solar térmica	6
2.2.1. Centrales tipo torre	6
2.2.2. Centrales tipo cilindro-parabólicas	7
2.2.3. Centrales lineares tipo Fresnel	8
2.2.4. Centrales de disco de Stirling	8
2.3. Ciclo Rankine	9
2.3.1. La caldera	10
2.3.2. La turbina de vapor	10
2.3.3. El condensador	10
2.3.4. La bomba	10
2.4. Almacenamiento de energía térmica	10
2.4.1. Mecanismos de almacenamiento	11
2.4.2. Tecnología de almacenamiento	14
2.4.3. Acumulación en partículas sólidas	16
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS PREVIOS	17
3.1. Secciones cónicas	17
3.1.1. La parábola	17
3.1.2. La hipérbola	19
3.2. Óptica	22
3.2.1. Impacto directo	22
3.2.2. Impacto según apertura solar	23
3.2.3. Impacto según DNI (Irradiancia Normal Directa)	23
3.3. Polinomios de Zernike	24
3.4. SolTrace	25

4. MÉTODO DE CÁLCULO Y DISEÑO	26
4.1. Dirección de la radiación solar	26
4.1.1. Latitud del observador (γ).....	26
4.1.2. Día del año (n).....	26
4.1.3. Hora solar ts	27
4.1.4. Ángulo horario(ω)	27
4.1.5. Declinación (δ)	28
4.1.6. Ángulo de altitud solar (α).....	29
4.1.7. Ángulo de Azimut (A).....	29
4.1.8. Vector de posición solar (S)	30
4.2. Dimensiones iniciales del campo.....	30
4.2.1. Elementos del campo.....	30
4.2.2. Medidas del campo	32
4.2.3. Curvatura de los espejos curvos	33
4.3. Cálculos ópticos	34
4.3.1. Inclinación de los reflectores primarios.....	34
4.3.2. Ángulos de salida de los espejos curvos.....	35
4.3.3. Segunda reflexión.....	36
4.3.4. Impactos en el receptor.....	37
4.3.5. Rendimiento óptico	37
4.4. Cálculo numérico	37
4.4.1. Dimensiones de la hipérbola y el receptor.....	37
4.5. Área total de heliostatos.....	39
4.5.1. Potencia de la central	39
4.5.2. Calor almacenado en lecho fluidizado (Packed-Bed) (PB).....	39
4.5.3. Calor transferido al receptor	39
4.5.4. Área total de heliostatos	39
5. RESULTADOS OBTENIDOS	40
5.1. Ángulos solares.....	40
5.2. Situación de los espejos	40
5.2.1. Espejos planos	41
5.2.2. Espejos curvos	42
5.3. Inclinación de los espejos	42

5.3.1.	Espejos planos	42
5.3.2.	Espejos curvos	43
5.4.	Curvatura de los espejos curvos.....	43
5.5.	Ángulos de la primera reflexión	44
5.5.1.	Espejos planos	44
5.5.2.	Espejos curvos	44
5.6.	Ángulos de la segunda reflexión.....	45
5.6.1.	Espejos planos	45
5.6.2.	Espejos curvos	46
5.7.	Análisis de sensibilidad	47
5.8.	Dimensiones de la hipérbola y el receptor.....	47
5.8.1.	Espejos Planos	47
5.8.2.	Espejos Curvos	48
6.	VALIDACIÓN CON SOLTRACE.....	50
6.1.	Espejos Planos	50
6.2.	Espejos Curvos	52
7.	JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA Y PRESUPUESTO.....	55
7.1.	Presupuesto	56
7.1.1.	Costes de inversión.....	56
7.1.2.	Costes de operación y mantenimiento	57
7.1.3.	Costes de combustibles fósiles	57
7.2.	Resultados finales	57
8.	CONCLUSIONES	59
	BIBLIOGRAFÍA	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Flujo de la radiación solar sobre el la Tierra. Datos en TW. Fuente: [1, p6]....	1
Figura 2. Potencia eléctrica instalada y cobertura de la demanda en el año 2017. Fuente: [2, p13]	2
Figura 3. Potencia solar instalada y generación solar en 2017. Fuente: [3, p40]	3
Figura 4. Central solar fotovoltaica. Fuente: [5]	5
Figura 5. Central solar térmica tipo torre. Fuente: [6].....	6
Figura 6. Central solar cilindro-parabólica. Fuente: [7]	7
Figura 7. Central solar lineal tipo fresnel de Puerto Errado 2. Fuente: [8]	8
Figura 8. Disco Stirling. Fuente: [9].....	9
Figura 9. Calor sensible almacenado en un líquido. Fuente: Propia.	11
Figura 10. Calor latente de un medio de almacenamiento. Fuente: Propia.	13
Figura 11. Esquema del funcionamiento de un acumulador de vapor. Fuente: [12, p65]	15
Figura 12. Esquema del funcionamiento del receptor de partículas sólidas. Fuente: [23]	16
Figura 13. Secciones cónicas. Fuente: [13, p5]	17
Figura 14. Partes de la parábola. Fuente: [15].....	18
Figura 15. Propiedad reflectiva de la parábola. Fuente: [16]	18
Figura 16. Parámetros geométricos de la parábola. Fuente [4]	19
Figura 17. Partes de la hipérbola. Fuente: [17].....	20
Figura 18. Hipérbola en función de su excentricidad. Fuente: Propia.	21
Figura 19. Reflexión de un rayo con dirección hacia un foco. Fuente: Propia.	21
Figura 20. Incidencia sobre un plano. Fuente: Propia.	22
Figura 21. Incidencia sobre una superficie curva. Fuente: Propia.....	23
Figura 22. Incidencia según apertura solar. Fuente: SolTrace.	23
Figura 23. Incidencia según DNI. Fuente: SolTrace.	24
Figura 24. Representación del ángulo horario. Fuente: [20]	27
Figura 25. Declinación de la tierra respecto al sol. Fuente: [19].....	28
Figura 26. Rayo solar central sobre el observador. Fuente: propia.	29
Figura 27. Esquema de los elementos del campo. Fuente: Propia.	31
Figura 28. Características del campo Novatec. Fuente: [22].....	32
Figura 29. Esquema de dimensiones de Novatec. Fuente: [22]	32
Figura 30. Parámetros dimensionales del campo de Novatec. Fuente: [22].....	33
Figura 31. Esquema sobre la reflexión de un rayo solar sobre un espejo. Fuente: Propia.	34
Figura 32. Reflexión de un rayo solar sobre un espejo plano. Fuente: Propia.	35
Figura 33. Reflexión en espejos curvos. Fuente: Propia.	35
Figura 34. Segunda reflexión de los rayos solares en verde, primera reflexión en rojo. Fuente Propia.....	36
Figura 35. Proceso iterativo de obtención de las dimensiones de la hipérbola y el receptor. Fuente: Propia.....	38
Figura 36. Disposición de los espejos y su nomenclatura. Fuente: Propia.....	41

Figura 37. Disposición de los ángulos en los espejos curvos. Fuente: Propia.	44
Figura 38. Gráfica del análisis de sensibilidad del código de MATLAB. Fuente: propia.	47
Figura 39. Rendimiento óptico en función de la excentricidad para distintos anchos del receptor de partículas en el campo de espejos planos. Fuente: Propia.	48
Figura 40. Rendimiento óptico en función de la excentricidad para distintos anchos del receptor de partículas en el campo de espejos curvos. Fuente: Propia.	49
Figura 41. Esquema de rayos impactados. En negro los reflectores primarios, en rojo la hipérbola y en azul el receptor. Fuente: Propia.	50
Figura 42. Flujo de calor en el receptor en W/m^2 . Fuente: propia.	51
Figura 43. Rendimiento óptico óptimo obtenido en MATLAB comparado con el rendimiento obtenido en SolTrace. Fuente: Propia.	52
Figura 44. Esquema de rayos impactados. En negro los reflectores primarios, en rojo la hipérbola y en azul el receptor. Fuente: Propia.	52
Figura 45. Flujo de calor en el receptor en W/m^2 . Fuente: propia.	53
Figura 46. Rendimiento óptico óptimo obtenido en MATLAB comparado con el rendimiento obtenido en SolTrace. Fuente: Propia.	54
Figura 47. Calor aportado al receptor en cada caso para una longitud de 10 m, en función del ancho del receptor. Datos obtenidos a partir de MATLAB Fuente: Propia.	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potenciales de energía de distintas fuentes de energía. Fuente: [1, p5]	2
Tabla 2. Medios de almacenamiento de calor sensible. Fuente: [12, p56].....	12
Tabla 3. Medios de almacenamiento de calor latente. Fuente: [12, p58]	13
Tabla 4. Compuestos de almacenamiento termo-químico. Fuente: [12, p59]	14
Tabla 5. Dimensiones principales del campo de estudio. Fuente: propia.....	33
Tabla 6. Resultados de los parámetros de posición solar. Fuente: Propia.....	40
Tabla 7. Vector de posición solar. Fuente: Propia.....	40
Tabla 8. Posición de los espejos respecto al centro del campo. Fuente: Propia.....	41
Tabla 9. Posición de los espejos respecto al centro del campo. Fuente: Propia.....	42
Tabla 10. Inclinação de la normal de los espejos planos respecto al eje horizontal en sentido anti horario. Fuente: Propia.....	42
Tabla 11. Inclinação de la normal de los espejos curvos respecto al eje horizontal en sentido anti horario. Fuente: Propia.....	43
Tabla 12. Curvatura de los espejos curvos. Fuente: propia.	43
Tabla 13. Profundidad de los espejos curvos. Fuente: propia.	43
Tabla 14. Primera reflexión en el caso de espejos planos. Fuente: Propia.....	44
Tabla 15. Primera reflexión en el caso de espejos curvos. Fuente: Propia.....	45
Tabla 16. Segunda reflexión en el caso de espejos planos. Fuente: Propia.....	45
Tabla 17. Segunda reflexión en el caso de espejos curvos. Fuente: Propia.	46
Tabla 18. Dimensiones de la hipérbola para espejos planos. Ancho de receptor: 0.75 m. Fuente: Propia.....	48
Tabla 19. Dimensiones de la hipérbola para espejos curvos. Ancho de receptor: 0.75 m. Fuente: Propia.....	49
Tabla 20. Resultados de área total de espejos. Fuente: propia.	55

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Situación energética global

Las fuentes de energía más utilizadas mundialmente son las provenientes de distintos combustibles fósiles, como pueden ser el carbón, el petróleo o el gas natural, así como de recursos nucleares, como el Uranio 238. Estas fuentes de energía poseen varios inconvenientes, como puede ser la contaminación atmosférica o radioactiva que producen, o el hecho de que son recursos finitos, agotables. Teniendo en cuenta que a medida que crece la población la demanda de energía va aumentando, es necesario buscar alternativas sostenibles a largo plazo.

La principal respuesta a esta situación está en el uso de energías renovables, como pueden ser la eólica, hidráulica, o solar, las cuales son fuentes inagotables de energía. Sin embargo, el principal inconveniente de estas energías es su dependencia de factores externos, como puede ser el viento en el caso de la energía eólica o la lluvia en el caso de la energía hidráulica, lo cual les impide operar en un régimen constante.

Por otro lado, la energía solar es la fuente de energía renovable con mayor capacidad de abastecer la creciente demanda de energía con la que nos encontramos. La radiación solar le proporciona a nuestra atmósfera un total de 170.000 TW, lo cual supera en varios órdenes de magnitud a la demanda energética actual de 15 TW [1]. Sin embargo, el uso de esta energía tendría consecuencias medioambientales a gran escala, afectando a la temperatura media global. De esta manera es posible que no se pueda aprovechar esta energía de la misma manera que se aprovechan las fuentes de energía primaria por razones medioambientales.

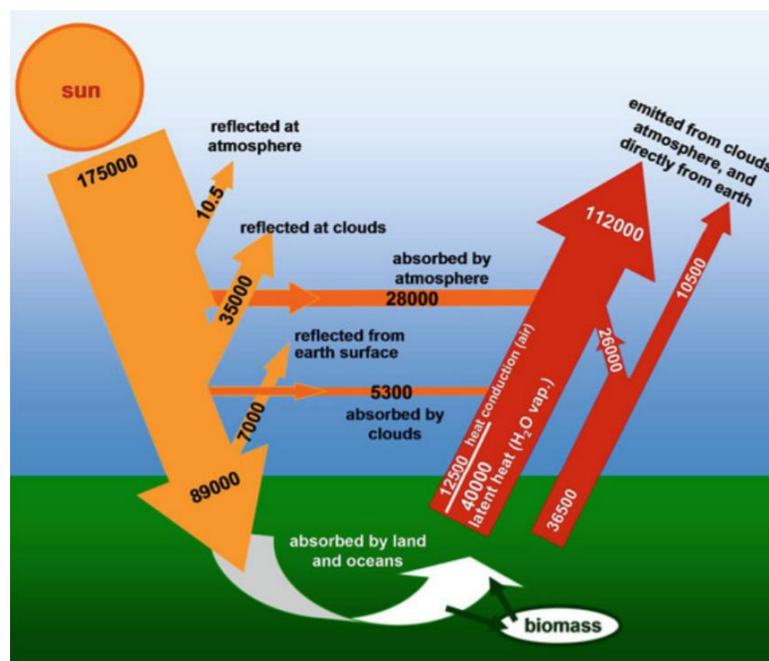


Figura 1. Flujo de la radiación solar sobre la Tierra. Datos en TW. Fuente: [1, p6]

Si se comparan los potenciales teóricos de las distintas fuentes de energía se puede observar como la solar supera en gran medida al resto en la **tabla 1**, aunque de ellos sólo se podría aprovechar una mínima parte.

Tabla 1. Potenciales de energía de distintas fuentes de energía. Fuente: [1, p5]

Potenciales teóricos	Potencia (TW)
<i>Redición solar sobre la superficie</i>	89.000
<i>Eólica</i>	400
<i>Biomasa</i>	100
<i>Hidráulica</i>	5

1.2. Mercado energético renovable nacional

A finales del año 2017 España se encontraba con una potencia instalada de 104.517MW [2], la cual estaba compuesta por un total de un 51% de energías renovables, como se puede observar en la **Figura 1**. Sin embargo, ésta sólo cubrió un 31.8% de la demanda anual. Esto se debe a que, a diferencia de las demás fuentes de generación de energía eléctrica, las fuentes de energía renovables no pueden trabajar a un régimen constante perpetuo, debido a su dependencia a factores externos, como pueda ser la lluvia o las horas de sol.

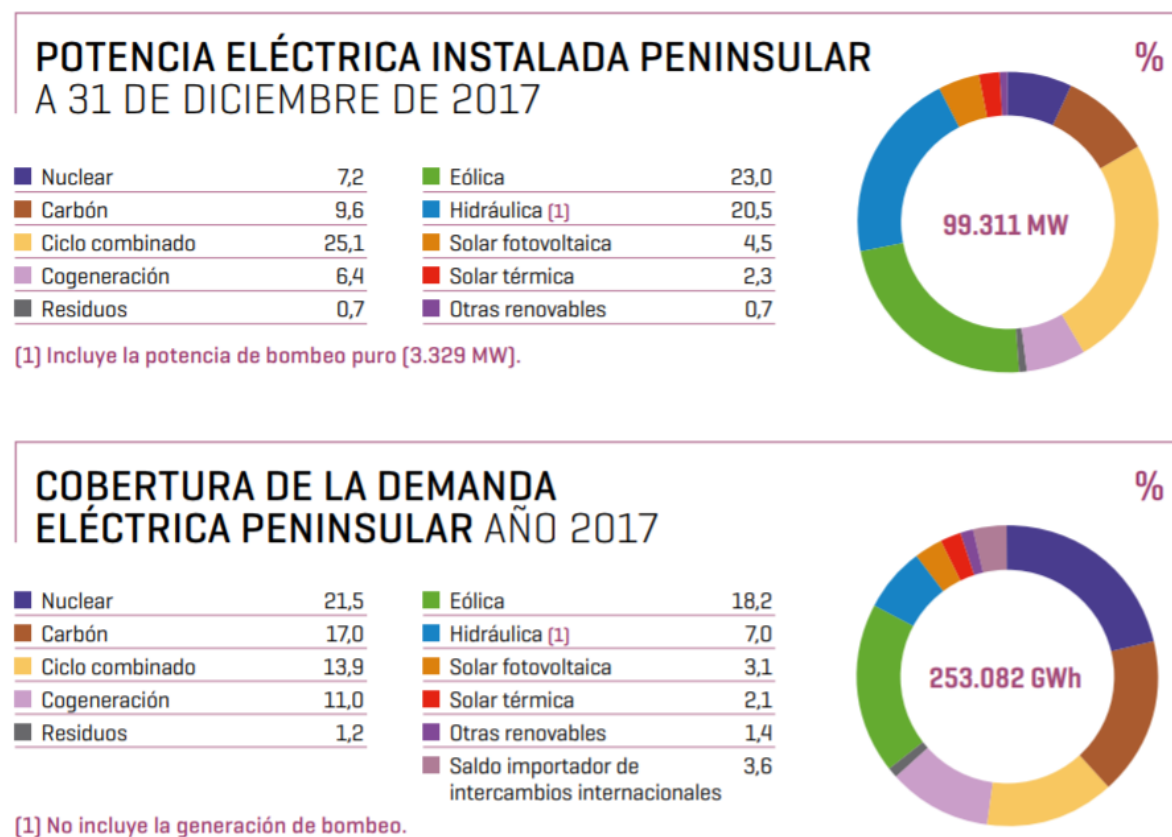


Figura 2. Potencia eléctrica instalada y cobertura de la demanda en el año 2017. Fuente: [2, p13]

1.3. Motivación del trabajo

Como se puede observar en el Informe de Energías Renovables del 2017, la solar es la tercera fuente renovable de generación eléctrica en España con 6.991 MW de capacidad instalada a finales de 2017. Esta tecnología representa el 7 % de la potencia instalada a nivel nacional y algo más del 5 % de la generación total [3, p39].

Durante el 2017 la energía solar generó una cantidad de 13.733 GWh, lo cual implica un 5,2 % del total de la generación de 2017, siendo un 3,2 % de energía solar fotovoltaica y un 2,0 % de energía solar térmica.



Figura 3. Potencia solar instalada y generación solar en 2017. Fuente: [3, p40]

La energía solar térmica tiene la misma estacionalidad que la fotovoltaica, ya que ambas dependen de la radiación solar, sin embargo, la térmica se distribuye de manera más homogénea a lo largo del día debido a su capacidad de almacenar la energía térmica obtenida de los rayos solares para utilizarla en horas posteriores a su captación.

Teniendo esto en cuenta se puede pensar que las centrales térmicas solares son una mejor opción a la hora de sustituir a las centrales de energía convencionales que las centrales solares fotovoltaicas.

Actualmente se está estudiando distintos métodos de almacenamiento de energía térmica, los cuales permitirían aprovechar en mayor medida la energía solar térmica, y a que le permitiría operar a regímenes más constantes.

Recientemente la instalación de centrales térmicas solares lineares tipo Fresnel ha aumentado considerablemente respecto a otro tipo de centrales termosolares. Esto se debe a que las centrales lineares tipo Fresnel son relativamente baratas en comparación con la inversión en otro tipo de centrales termosolares. Sin embargo, éstas no tienen un rendimiento muy alto, por lo tanto cabe preguntarse si hay alguna manera de aumentar el rendimiento de la central sin que la inversión inicial se vea afectada de gran manera.

1.4. Objetivos

El objetivo de este proyecto consiste en el estudio de la influencia tanto económica como física de la implementación en un campo de heliostatos tipo Fresnel-Beam-Down con receptor de partículas sólidas con unos reflectores primarios curvos en vez de planos.

Este cambio en la geometría de los reflectores primarios podría suplir el menor rendimiento de los campos de heliostatos tipo fresnel frente a los concentradores cilindro-parabólicos, aún con un posible aumento de la inversión inicial. Ese posible aumento en eficiencia y en inversión son los objetivos principales de este estudio.

1.5. Estructura del trabajo

La estructura de este trabajo está dividida en 8 capítulos, los cuales se detallan a continuación:

- Capítulo 2: Energía solar. En este capítulo se explican los conceptos teóricos necesarios para la contextualización del proyecto en el tema de la energía solar.
- Capítulo 3: Fundamentos teóricos previos. En este capítulo se introducen los fundamentos matemáticos y físicos básicos para la comprensión del desarrollo de este proyecto.
- Capítulo 4: Método de cálculo y diseño. En este apartado se muestra el procedimiento seguido para la obtención de los resultados del proyecto.
- Capítulo 5: Resultados obtenidos. En este capítulo se muestran los resultados numéricos obtenidos tras la finalización del proyecto.
- Capítulo 6: Validación con SolTrace. En este apartado se compararán los resultados obtenidos en el capítulo anterior con los facilitados por SolTrace.
- Capítulo 7: Justificación económica y presupuesto del proyecto. En este apartado se compararán los costes económicos de ambos casos de estudio y se introducirán en el contexto de una planta de potencia real.
- Capítulo 8: Conclusiones. En este capítulo se repasará todo el proyecto destacando las conclusiones obtenidas tras el análisis de los datos obtenidos.
- Bibliografía. Para este trabajo se ha tomado el formato IEEE de citas bibliográficas.

2. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es una fuente de energía renovable que aprovecha la radiación solar para la producción de energía eléctrica, ya sea de forma directa, como ocurre con la energía solar fotovoltaica; o con un ciclo de potencia, el cual consiste en la transferencia del calor proveniente de la radiación solar a un fluido, el cual posteriormente atraviesa una turbina la cual transforma la energía térmica en mecánica, la cual es transformada en eléctrica mediante un generador que comparte eje con la turbina.

Este trabajo se centrará en la energía solar térmica, en un ciclo de generación de potencia tipo Rankine, el cual utiliza como fluido de trabajo el agua. Debido a que se trata de un ciclo Rankine, la máxima temperatura que se puede encontrar a la entrada de la turbina se encontrará entre 500 y 600°C.

2.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica. Esta transformación se produce cuando la radiación solar entra en contacto con las células de los paneles solares, las cuales suelen ser de silicio monocristalino [4], liberando de los átomos de las células de silicio electrones de su última capa y creando huecos en los mismos. Es esta liberación de electrones es la que los permite entrar en el circuito y producir energía eléctrica.



Figura 4. Central solar fotovoltaica. Fuente: [5]

El principal inconveniente de este tipo de energía solar es su incapacidad de almacenamiento, y en consecuencia de producir energía de manera constante, ya que solo produce energía al entrar en contacto con la radiación solar, impidiendo así que se ajuste a la demanda energética solicitada en ese momento.

Por otro lado su principal ventaja es su fácil y barata instalación, lo que permite ser utilizada incluso por particulares.

2.2. Energía solar térmica

La energía solar térmica consiste en la concentración de la radiación solar mediante reflexión sobre un punto o una superficie con la intención de aumentar su temperatura, transferir su calor a un fluido y utilizarla en un ciclo de generación de potencia. De tal manera que se transforma la radiación solar en calor, el cual a su vez se transformará en energía eléctrica. Al tratarse de calor, éste se puede almacenar con diferentes métodos, permitiendo así que la central sea más flexible a la hora de afrontar la demanda energética a lo largo del día.

Existen distintos tipos de centrales solares de concentración, las cuales se mostrarán en este apartado.

2.2.1. Centrales tipo torre

Este tipo de centrales se basa en la concentración de la radiación solar mediante heliostatos, normalmente cuadrados o rectangulares, en un único punto, el cual se encuentra en lo alto de la torre, donde se encuentra el receptor, que se encarga de transferir el calor a las sales fundidas, las cuales transferirán posteriormente dicho calor al fluido de trabajo de la central, el cual suele ser agua.



Figura 5. Central solar térmica tipo torre. Fuente: [6]

Al cambiar la posición del sol respecto a los espejos durante el día, es necesario un sistema de seguimiento que permita a cada espejo reflejar la radiación en la dirección correcta que impacte en el receptor en lo alto de la torre.

2.2.2. Centrales tipo cilindro-parabólicas

Las centrales cilindro-parabólicas constan de una serie de filas de espejos con forma parabólica, debido a sus propiedades geométricas, las cuales se explicarán más adelante en el apartado 3.1.1.; que, en vez de concentrar la radiación solar en punto, la concentran a lo largo de un cilindro situado en el foco de la parábola, el cual contiene las sales a calentar que posteriormente transferirán su calor al fluido de trabajo de la central.



Figura 6. Central solar cilindro-parabólica. Fuente: [7]

Este tipo de centrales se han estudiado en profundidad tanto analítica como experimentalmente, por lo que su tecnología está bien desarrollada [4]. Su principal desventaja en comparación con las centrales tipo torre se encuentra en la temperatura máxima alcanzada, ya que al estar la radiación concentrada sobre una línea en el espacio, su relación de concentración es menor.

Al estar estos espejos normalmente situados de forma paralela al eje Norte-Sur, únicamente siguiendo al sol de Este a Oeste o viceversa, su sistema de seguimiento es más sencillo, ya que solo tiene un grado de libertad.

2.2.3. Centrales lineares tipo Fresnel

Este tipo de centrales es bastante similar a las anteriores de tipo cilindro-parabólicas, ya que también consisten en concentrar la radiación solar a lo largo de un tubo absorvedor. La diferencia con los últimos reside en la geometría de los espejos, los cuales simulan la acción de uno parabólico mediante varias secciones de espejos planos; y con la posición del cilindro absorvedor, el cual se encuentra en una posición fija por encima de los espejos.



Figura 7. Central solar lineal tipo fresnel de Puerto Errado 2. Fuente: [8]

Este tipo de centrales poseen un rendimiento menor a las anteriores debido a la geometría de los espejos, sin embargo, su coste es significativamente menor debido a la sencillez de su fabricación, lo cual puede compensar la menor potencia. Mientras que una central cilindro-parabólicas tienen una inversión inicial aproximada de unos 4,5 millones de euros, las centrales lineares tipo Fresnel cuentan con una inversión inicial de 3,5 millones de euros, con una eficiencia un 15% menor a las parabólicas.

2.2.4. Centrales de disco de Stirling

Las centrales de disco de Stirling cuentan con un gran número de unidades de concentración, las cuales tienen forma de paraboloide y concentran la radiación en su foco, donde se encuentra un motor Stirling, el cual funciona aumentando la temperatura de un fluido, por lo general un gas, el cual se encuentra dentro de un cilindro que aumenta su presión a medida que su temperatura aumenta, moviendo un émbolo el cual genera un movimiento de rotación a partir del cual se transforma la energía mecánica en eléctrica.



Figura 8. Disco Stirling. Fuente: [9]

Su sistema de seguimiento es de dos ejes, ya que para aprovechar al máximo las propiedades geométricas de la parábola, necesita apuntar en todo momento al sol.

El aporte energético de cada unidad de concentración es bastante alto, del orden de varias decenas de KW y tienen un alto rendimiento [10]. Sin embargo, este tipo de tecnología no se ha llevado a estudiado a fondo y todavía posee ciertos inconvenientes, como puede ser el almacenamiento de la energía producida.

2.3. Ciclo Rankine

En este apartado se explicará brevemente el funcionamiento de una central de generación de potencia tipo Rankine, ya que forma parte de la mayoría de centrales térmicas solares.

Este tipo de centrales consta en su estado más básico de cuatro componentes principales:

- La caldera
- La turbina de vapor
- El condensador
- La bomba

2.3.1. La caldera

Esta se encarga de transmitir calor al fluido de trabajo, comúnmente agua, la cual llega a alcanzar temperaturas no superiores a 600°C y sale de ella en forma de vapor. Las calderas pueden estar alimentadas de distintos tipos de combustibles, como puede ser el carbón o el gas natural, sin embargo, en el caso de las centrales térmicas solares la caldera es sustituida por un intercambiador de calor. Este intercambiador de calor se encarga de transferir el calor que el campo de heliostatos, sin importar el tipo de central, ha proporcionado a las sales fundidas al agua de la central. La temperatura máxima que llegan a alcanzar las sales no llega a ser superior a 565°C , [11] ya que a partir de esa temperatura empiezan a ser corrosivas para los conductos por los que circula, lo cual implica un rendimiento menor que una central convencional debido a su menor temperatura máxima.

2.3.2. La turbina de vapor

Una vez el fluido de trabajo se ha calentado y se ha elevado su presión, se hace pasar por la turbina la cual comparte su eje con un generador que convierte la energía mecánica cedida a la turbina por el fluido de trabajo en energía eléctrica.

2.3.3. El condensador

Este elemento se encarga de disipar el calor residual a la salida de la turbina de vapor con la intención de condensar el fluido de trabajo. Este proceso se puede llevar a cabo de diversas maneras. Por lo general el condensador consta de un intercambiador de calor el cual tiene como refrigerante a otro fluido el cual toma el calor del fluido de trabajo de la central y se bombea hacia una torre de refrigeración donde disipará el calor obtenido al ambiente.

2.3.4. La bomba

Por último, una vez se ha condensado el fluido de trabajo éste puede ser bombeado de nuevo hacia la caldera, donde se repetirá todo el proceso.

2.4. Almacenamiento de energía térmica

Como se ha mencionado en apartados anteriores, la principal ventaja de las centrales solares térmicas frente a las fotovoltaicas es su capacidad para almacenar la energía térmica para poder ajustarse de esta manera a la demanda energética y no depender tanto de factores externos.

En este apartado se explicarán las distintas formas de almacenamiento de energía térmica que se utilizan en la actualidad.

2.4.1. Mecanismos de almacenamiento

En la actualidad se conocen tres sistemas de almacenamiento de calor: almacenamiento por calor sensible, almacenamiento por calor latente y almacenamiento por calor de reacción o termoquímico [12, p54]. El factor más importante de estos mecanismos es que sus procesos sean reversibles, de tal manera que se puedan utilizar un número de ciclos ilimitado, teóricamente.

2.4.1.1. Almacenamiento de calor sensible

El calor sensible es aquel que eleva la temperatura de un medio. De esta manera el almacenamiento de calor sensible consiste en elevar la temperatura del medio de almacenamiento, transmitiendo de esta manera calor a este. El calor se extrae del medio de almacenamiento al disminuir la temperatura del medio, de tal manera que con cada carga y descarga del medio este varía su temperatura.

El factor más importante del almacenamiento de calor sensible es la capacidad térmica, que es la energía necesaria que hay que aplicar al medio para que este aumente de temperatura. De tal manera que a mayor capacidad térmica, mayor capacidad de almacenamiento de calor en un rango menor de temperaturas. Otros factores a considerar serían la temperatura de ebullición, en caso de que el medio sea un fluido, lo cual es lo más común; ya que esta limita el rango de temperaturas de trabajo, y la cantidad de materia de dicho medio, ya que a más masa, mayor capacidad de almacenamiento.

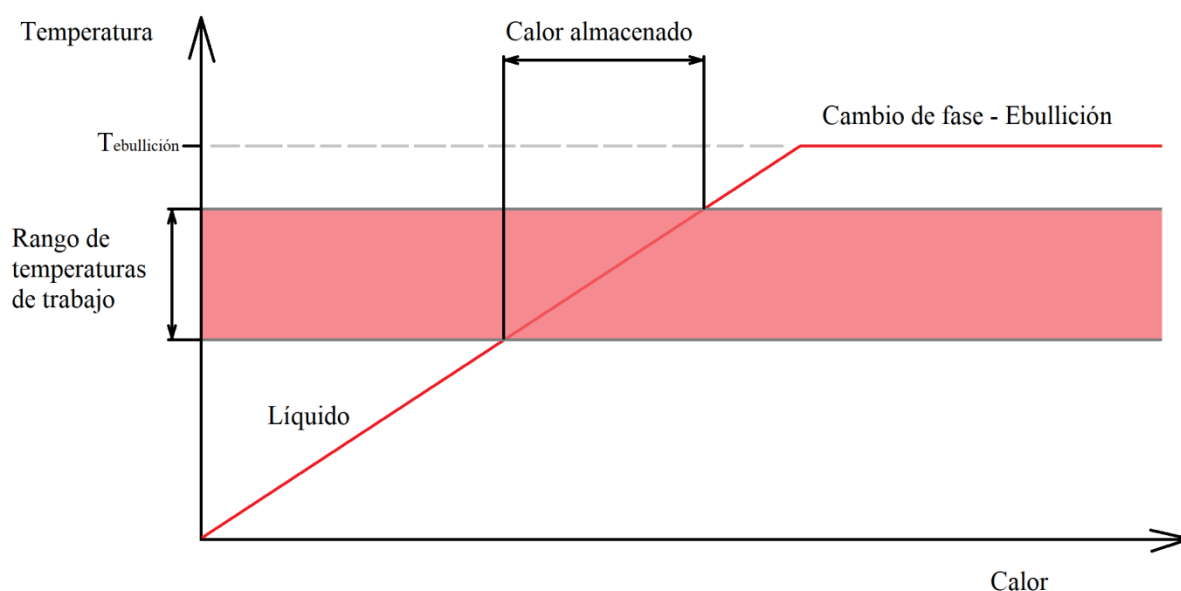


Figura 9. Calor sensible almacenado en un líquido. Fuente: Propia.

Teniendo estos factores, y teniendo en cuenta que el rango de temperaturas con las que se trabaja en una central solar es de entre 500 y 600°C, los medios de almacenamiento por calor sensible deberán tener un punto de ebullición por encima de este rango de temperaturas. A continuación se muestra una tabla con una serie de medios de almacenamiento sensible:

Tabla 2. Medios de almacenamiento de calor sensible. Fuente: [12, p56]

	Temp. min. [°C]	Temp. máx. [°C]	Densidad [kg/m ³]	Conductividad térmica [W/mK]	Capacidad térmica Cp [kJ/kg K]	Coste medio [US\$/kg]
Medios líquidos						
<i>Agua</i>	0	100	1.000	0,597	4,18	<0,01
<i>Aceite mineral</i>	200	300	770	0,12	2,6	4,2
<i>Aceite de silicona</i>	300	400	900	0,10	2,1	80
<i>Sales de nitratos</i>	265	565	1.870	0,52	1,6	3,7
<i>Sodio líquido</i>	270	530	850	71,0	1,3	21
<i>Sales Carbonatos</i>	450	850	2.100	2,0	1,8	11,0
Medios sólidos						
<i>Hormigón armado</i>	200	400	2.200	1,5	0,85	1
<i>Acero colado</i>	200	700	7.800	40	0,6	60
<i>Ladrillos refractarios Silica</i>	200	700	1.820	1,5	1,0	7,0
<i>Ladrillos refractarios Magnesia</i>	200	1.200	3.000	5,0	1,15	6

Como se puede observar en la tabla anterior, el agua presenta la mayor capacidad térmica, sin embargo su rango de temperaturas de trabajo es demasiado bajo para su aplicación en una central térmica. Otra opción son las sales de nitratos o sales fundidas, las cuales son comúnmente utilizadas en este tipo de aplicaciones debido a que posee un rango de temperaturas de trabajo adecuadas, y resultan más baratas que las sales de carbonatos. Sin embargo, estas poseen una temperatura mínima de trabajo bastante alta, debido a que a una temperatura inferior estas comienzan a cristalizar hasta solidificarse, impidiendo su uso.

2.4.1.2. Almacenamiento de calor latente

El calor latente es el calor que es necesario aportar o extraer de un medio para que este cambie de fase. Este calor es mucho mayor al necesario para cambiar la temperatura del medio, y es el que determina la capacidad de almacenamiento en este caso. El cambio de fase del medio se produce, o debería producirse, a una temperatura constante, como un proceso isoterma.

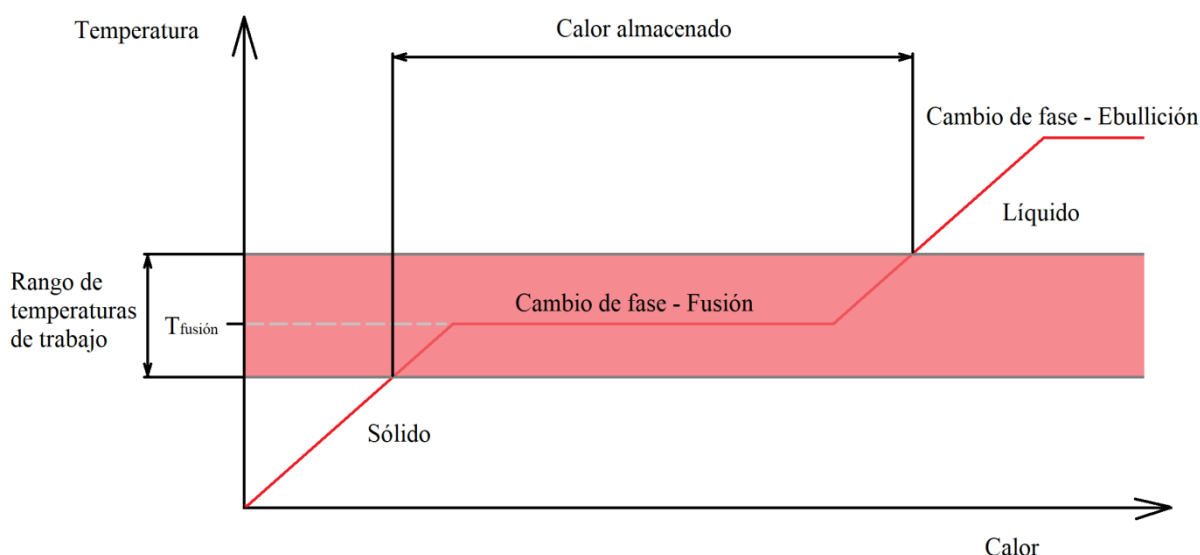


Figura 10. Calor latente de un medio de almacenamiento. Fuente: Propia.

De tal manera que la temperatura de cambio de fase debe encontrarse en el rango de temperaturas de trabajo, de 500 a 600°C. A continuación se muestra una tabla con una serie de medios de almacenamiento latente:

Tabla 3. Medios de almacenamiento de calor latente. Fuente: [12, p58]

	Temperatura de Fusión [°C]	Capacidad térmica Cp [kJ/kg K]	Densidad [kg/m³]	Calor de fusión [kJ/kg]	Conductividad térmica [W/mK]
Agua	0	4,18	1.000	333,2	0,597
Parafina	112	2,1	n.a.	213	0,10
NaNO ₃	307	1,10	2.260	172 ... 199	0,50
KNO ₃	337	0,95	2.110	95 ... 266	0,50
NaCl	800	n.a.	2.160	466 ... 492	5

2.4.1.3. Almacenamiento de calor termo-químico

La acumulación termo química consiste en la separación de enlaces en compuestos químicos los cuales están asociados con la acumulación de energía, para ser más tarde puestos en contacto de nuevo liberando así la energía anteriormente acumulada tras la reacción de sus componentes. Este mecanismo de almacenamiento tiene grandes ventajas, como pueden ser la ausencia de pérdidas térmicas en el estado de acumulación así como su gran cantidad de energía acumulada. Dentro de sus desventajas se

encuentran la baja conductividad térmica que poseen estos compuestos, así como su inestabilidad al utilizarse de forma cíclica.

Sin embargo, actualmente este mecanismo está en fase de estudio, únicamente con pruebas de laboratorio. A continuación se muestra una tabla con una serie de compuestos de almacenamiento termo-químico:

Tabla 4. Compuestos de almacenamiento termo-químico. Fuente: [12, p59]

Compuesto	Reacción	Temperatura de reacción [°C]	Densidad de energía
<i>Carbonato de hierro</i>	$\text{FeCO}_3 \leftrightarrow \text{FeO} + \text{CO}_2$	180	2,6 GJ/m ³
<i>Hídridos de metales</i>	$\text{Metal } x\text{H}_2 \leftrightarrow \text{metal } y\text{H}_2 + (x-y)\text{H}_2$	200-300	4 GJ/m ³
<i>Óxido de Magnesio</i>	$\text{MgO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{Mg(OH)}_2$	250-400	3,3 GJ/m ³
<i>Amoníaco</i>	$\text{NH}_3 + \Delta\text{H} \leftrightarrow 1/2\text{N}_2 + 3/2\text{H}_2$	400-500	67 GJ/mol

2.4.2. Tecnología de almacenamiento

Existen varias formas de almacenar la energía térmica, las cuales se pueden clasificar teniendo en cuenta el estado de materia en el que se encuentran los medios de almacenamiento. De esta manera se puede encontrar acumuladores sólidos, líquidos y de vapor.

2.4.2.1. Acumuladores líquidos

Los acumuladores líquidos son aquellos que utilizan como medio de almacenamiento líquidos con un punto de ebullición alto, que se encuentre entre el rango de temperaturas de trabajo necesario para su aplicación, y un punto de fusión lo suficientemente bajo para no causar complicaciones en su distribución por el sistema. Es un mecanismo de almacenamiento de calor sensible, de tal manera que se almacena la energía térmica en forma de un incremento de temperatura sobre el líquido acumulado.

Uno de los primeros acumuladores líquidos era el sistema *Thermocline*, que consistía en el almacenamiento de todo el líquido en un depósito, con la parte superior con el líquido a mayor temperatura y con la parte inferior a menor temperatura, debido a la menor densidad del líquido de mayor temperatura, y para evitar una transferencia de calor por convección natural que resultaría si la disposición fuera al revés. La carga del sistema se realiza extrayendo el fluido frío por debajo del depósito para ser calentado y posteriormente introducido por la parte superior. La descarga se realiza de forma inversa, extrayendo por la parte superior el líquido caliente, y una vez extraído el calor devuelto al depósito por la parte inferior.

Estos sistemas de almacenamiento limitaban de gran manera la eficiencia del ciclo Rankine, el cual no superaba el 21% [12, p61]. Esto se debe a que por la época en la que se utilizaba este tipo de acumuladores los fluidos de trabajo eran aceites térmicos, los cuales limitaban en gran manera la temperatura máxima del ciclo.

Actualmente el sistema más utilizado es el de dos depósitos, que utiliza como fluido de trabajo sales fundidas. Este sistema sigue unos principios similares al anterior, sin embargo, separa el líquido de mayor temperatura del de menor mediante dos depósitos. De esta manera el proceso de carga se produce extrayendo el líquido a menor temperatura, haciéndolo pasar por el concentrador solar y depositado en el segundo depósito de mayor temperatura. Así se evitan problemas de transferencia de calor mediante convección natural entre el líquido frío y el caliente.

2.4.2.2. Acumuladores de vapor

Los acumuladores de vapor almacenan la energía térmica en forma de calor sensible transferido al vapor, aprovechando de esta manera la gran capacidad térmica del agua. El proceso de carga del sistema consiste en introducir vapor en un depósito de alta presión, donde este condensa y se mantiene a la temperatura de ebullición. Al encontrarse a una presión alta, de unos 100 bares, la temperatura de ebullición del agua es mayor a la atmosférica, sin embargo siguen sin ser temperaturas muy elevadas. En el proceso de descarga se extrae vapor de la parte superior del depósito, el cual sale a los 100 bares a los que se encuentra el depósito.

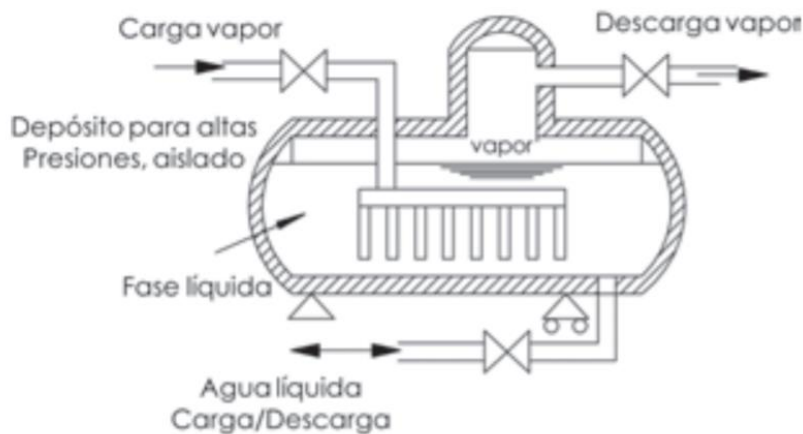


Figura 11. Esquema del funcionamiento de un acumulador de vapor. Fuente: [12, p65]

Este sistema de almacenamiento suele utilizarse en las centrales Rankine como medio de inercia térmica en la caldera, ofreciendo así una mayor flexibilidad a la hora de enfrentar la demanda de energía.

2.4.2.3. Acumuladores sólidos

Los acumuladores sólidos almacenan el calor sensible en medios sólidos, como puede ser el hormigón. Debido a la baja conductividad de estos materiales, el intercambiador de calor debe estar introducido en el bloque sólido, por lo que la capacidad de ser moldeado es una propiedad importante a la hora de seleccionar el material a utilizar. Estos sistemas se suelen utilizar debido a su bajo coste de mantenimiento.

2.4.3. Acumulación en partículas sólidas

Dentro de los acumuladores sólidos se encuentran también los sistemas de almacenamiento en partículas sólidas.

Uno de las principales desventajas de los acumuladores sólidos reside en su baja conducción, y por tanto en su ineficacia a la hora de transferir el calor acumulado. Una forma de solventar este problema se encuentra en la fluidización de partículas sólidas, de tal manera que se almacena el calor en las partículas y transfiriéndolo por métodos de convección.

Este tipo de almacenadores consiste en un recipiente donde se almacenan las partículas sólidas. Por la parte superior de este recipiente se recibe el calor aportado por la radiación solar, mientras que por la parte inferior se introduce aire, el cual permite la fluidización y el flujo de estas partículas hacia el lugar donde se necesite su calor.

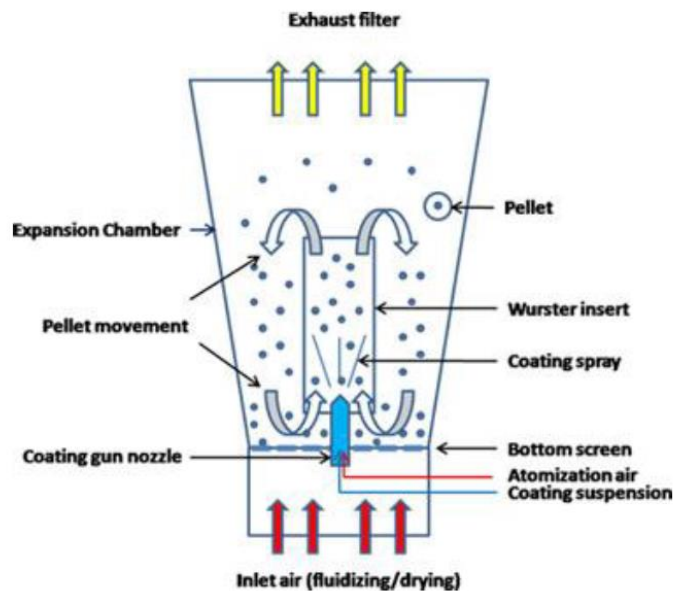


Figura 12. Esquema del funcionamiento del receptor de partículas sólidas. Fuente: [23]

Al encontrarse el receptor de la radiación solar en la parte superior del recipiente, es necesario el uso de una segunda reflexión en la mayoría de las centrales solares térmicas, como es el caso de estudio de este trabajo.

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS PREVIOS

En este apartado se mostrarán los fundamentos matemáticos y físicos utilizados durante el desarrollo de este proyecto.

3.1. Secciones cónicas

Las secciones cónicas son aquellas que se obtienen del corte de un plano con un cono, las cuales son lugares geométricos que cumplen una determinada relación de distancias. Dentro de las secciones cónicas se encuentran las circunferencias, las elipses, las parábolas y las hipérbolas, las cuales se obtienen al cortar un cono con un plano el cual tiene una determinada inclinación, como se puede observar en la figura 13:

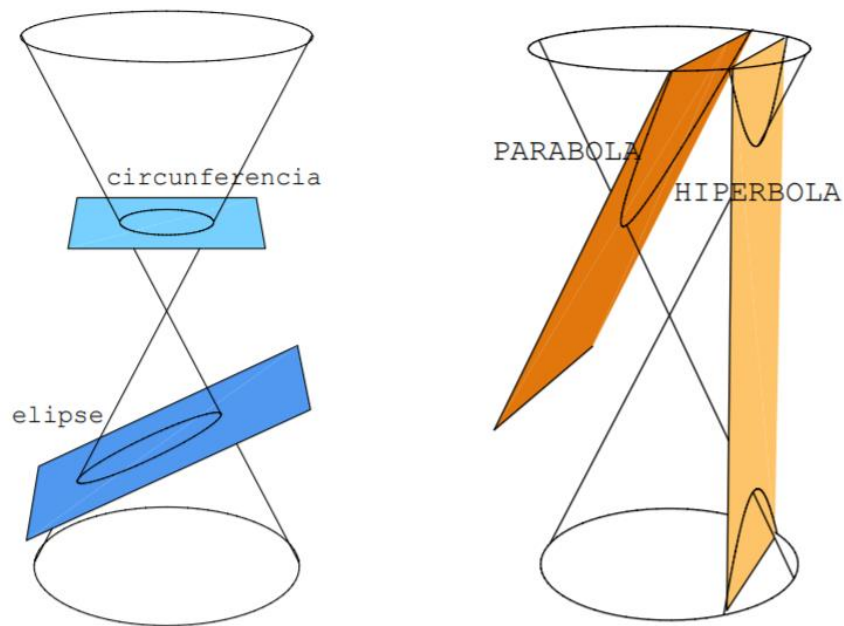


Figura 13. Secciones cónicas. Fuente: [13, p5]

En este proyecto será necesario conocer las propiedades de la parábola y de la hipérbola.

3.1.1. La parábola

La parábola es una sección cónica la cual se puede definir como “*el lugar geométrico de un punto que se mueve en un plano de tal manera que su distancia a una recta fija, situada en el plano, es siempre igual a su distancia de un punto fijo del plano y que no pertenece a la recta*”[14, p149]. Esta consta de las siguientes partes, las cuales se pueden observar en la figura 14:

- Foco
- Vértice
- Directriz

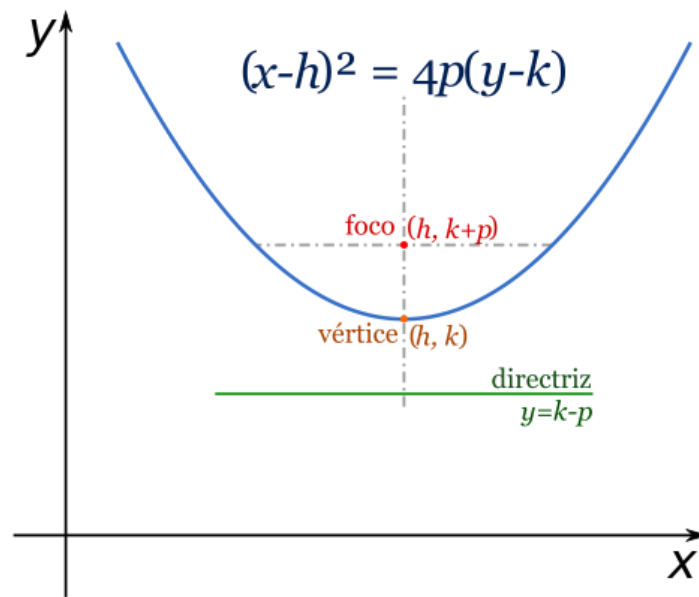


Figura 14. Partes de la parábola. Fuente: [15]

Su propiedad óptica principal consiste en que cualquier rayo que incida sobre la parábola con una dirección perpendicular a su directriz será reflejado hacia su foco, como se puede observar en la siguiente imagen:

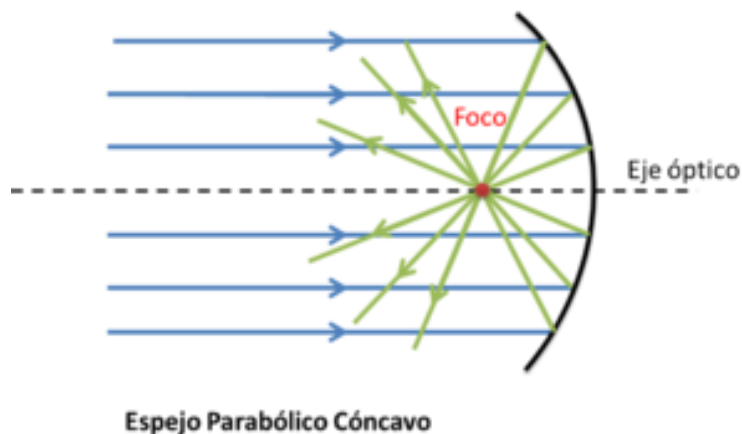


Figura 15. Propiedad reflectiva de la parábola. Fuente: [16]

Esta misma propiedad se puede dar de forma inversa, cualquier rayo que salga del foco, al impactar con la parábola será reflejado con una dirección perpendicular a la de la directriz.

La función de una parábola vertical se puede definir mediante la siguiente expresión:

$$y = \frac{x^2}{4 \cdot f} \tag{1}$$

Siendo f la distancia focal, la cual es la distancia entre el vértice y el foco.

Para el desarrollo de este proyecto ha sido necesario realizar ciertos cálculos sobre las dimensiones de la parábola, como puede ser el ángulo de apertura o la profundidad.

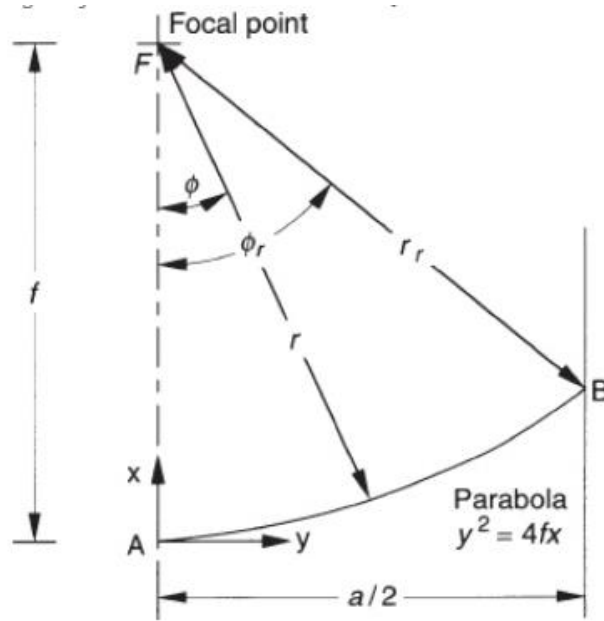


Figura 16. Parámetros geométricos de la parábola. Fuente [4]

El ángulo de apertura se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$\varphi_r = \tan^{-1} \left[\frac{\left(8 \cdot \left[\frac{f}{a} \right] \right)}{\left(16 \cdot \left[\frac{f}{a} \right]^2 - 1 \right)} \right] \quad (2)$$

A partir del ángulo de apertura se puede calcular la profundidad de la parábola:

$$p = f - \left[\left(\frac{\frac{a}{2}}{\tan(\varphi_r)} \right) \right] \quad (3)$$

3.1.2. La hipérbola

La hipérbola es una sección cónica la cual se puede definir como” *el lugar geométrico de un punto que se mueve en un plano de tal manera que el valor absoluto de la diferencia de sus distancias a dos puntos fijos del plano, llamados focos, es siempre igual a una cantidad constante, positiva y menor que la distancia entre los focos*” [14, p191]. Esta consta de las siguientes partes, las cuales se pueden observar en la figura 17:

- Los focos, F_1 y F_2 , separados por una distancia igual a $2c$, y forman la distancia focal
- Los vértices, A y A' , los cuales están separados por una distancia $2a$ y forman el semieje mayor

- Los puntos B y B', los cuales se encuentran separados por una distancia $2b$, y que forman el semieje menor.

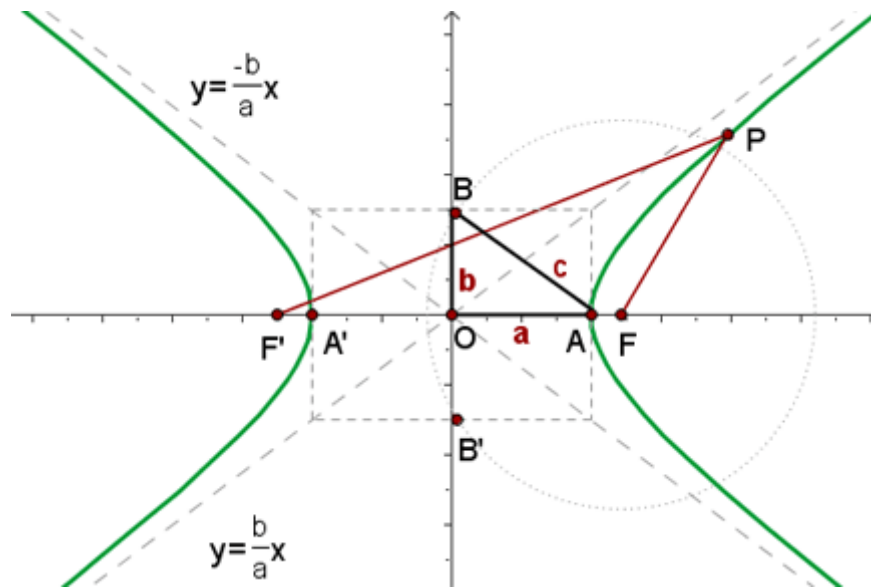


Figura 17. Partes de la hipérbola. Fuente: [17]

La función de una hipérbola vertical se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{y}{a^2} - \frac{x}{b^2} = 1 \quad (4)$$

Se puede determinar una relación entre el semieje mayor y el menor a partir de la distancia focal, como se puede observar en la figura 17:

$$c^2 = a^2 + b^2 \quad (5)$$

También es posible establecer una relación entre la distancia focal y el semieje mayor mediante la excentricidad e :

$$e = \frac{c}{a} \quad (6)$$

De esta manera se puede definir la hipérbola únicamente con dos parámetros, la distancia focal $2c$ y la excentricidad de la hipérbola e .

La excentricidad es un parámetro que permite conocer la geometría final de la hipérbola, ya que a menor excentricidad ($e \approx 1$) se obtiene como resultado una hipérbola muy estrecha y curvada, sin embargo, al aumentar la excentricidad esta se vuelve más plana y ancha. A continuación se muestran varios ejemplos de excentricidades de la hipérbola:

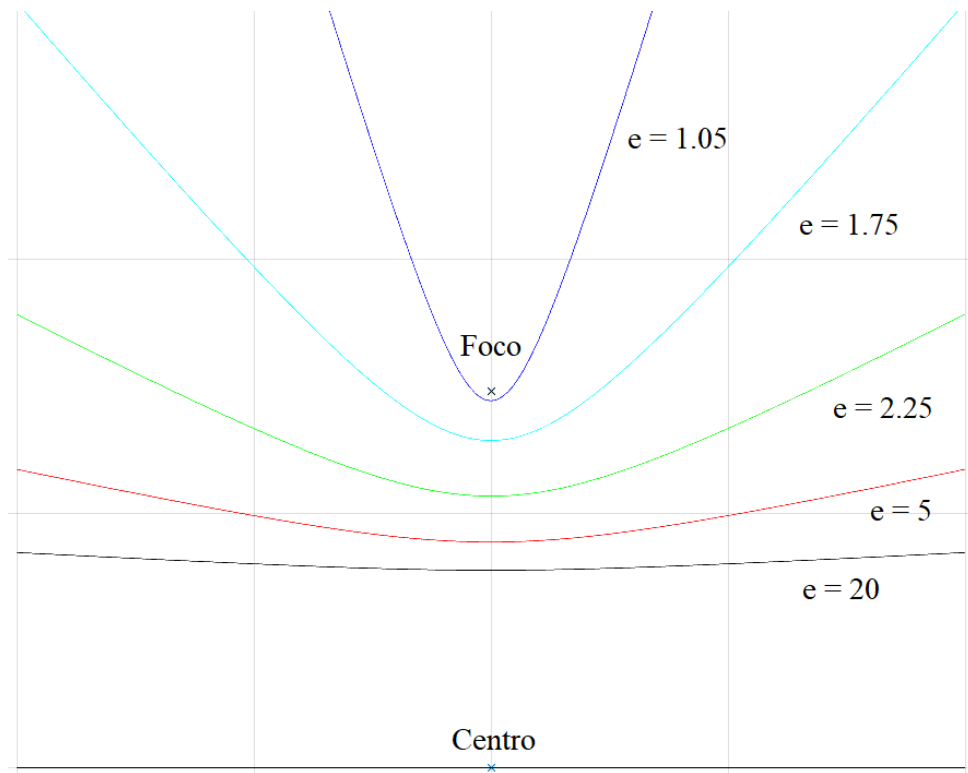


Figura 18. Hipérbola en función de su excentricidad. Fuente: Propia.

Las propiedades ópticas de la hipérbola son similares a las de la parábola. Todo rayo que incida sobre la hipérbola con dirección hacia uno de los focos será reflejado directamente hacia el otro foco como se puede observar en la siguiente figura:

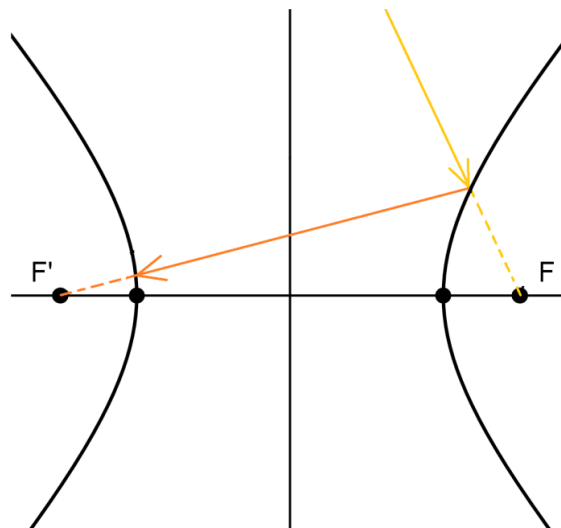


Figura 19. Reflexión de un rayo con dirección hacia un foco. Fuente: Propia.

Más adelante será necesario conocer el arco formado por la hipérbola, para calcularlo es necesario aplicar la siguiente expresión la cual permite conocer el arco según su función:

$$Arco = \int_{\text{Límite izquierdo}}^{\text{Límite derecho}} \sqrt{1 + (f(x)')^2} \cdot dx \quad (7)$$

3.2. Óptica

En este apartado se explicarán los fundamentos básicos de la óptica así como las teorías aplicadas durante el desarrollo de este proyecto.

3.2.1. Impacto directo

En esta primera aproximación a la óptica se obvian aspectos como la aberración de los espejos, o la apertura solar, suponiendo que se comportan ópticamente como una superficie totalmente lisa. De esta manera se puede afirmar que cualquier rayo que impacte sobre una superficie será reflejado con el mismo ángulo con el que incidió respecto a la normal de la superficie en ese punto. A continuación se pueden ver varios ejemplos:

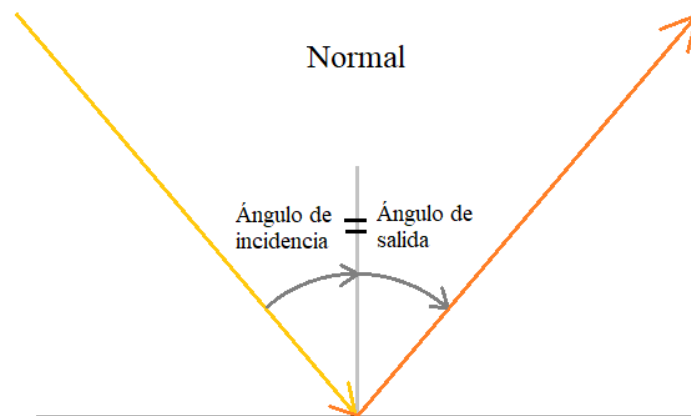


Figura 20. Incidencia sobre un plano. Fuente: Propia.

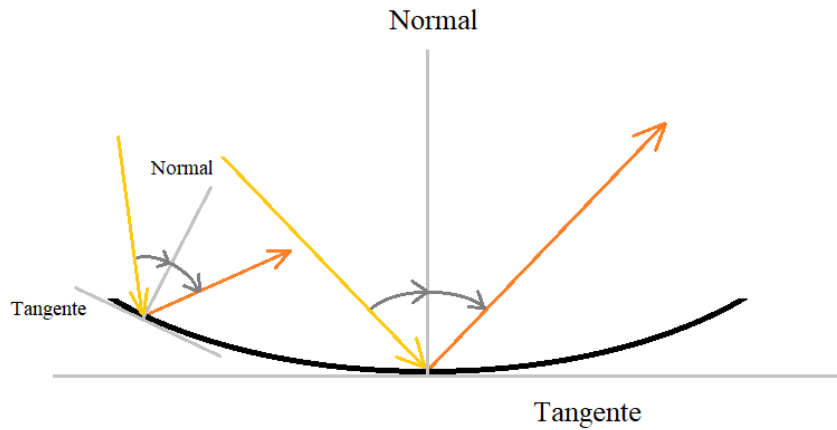


Figura 21. Incidencia sobre una superficie curva. Fuente: Propia.

3.2.2. Impacto según apertura solar

En este caso se tiene en cuenta la apertura solar y la aberración de los espejos, lo que implica que cada rayo impactado se reflejará con una apertura de 32'' respecto al ángulo con el que habría salido si se hubiese considerado la hipótesis de impacto directo. Esta aproximación es más realista, pero eleva la dificultad de cálculo de las reflexiones.

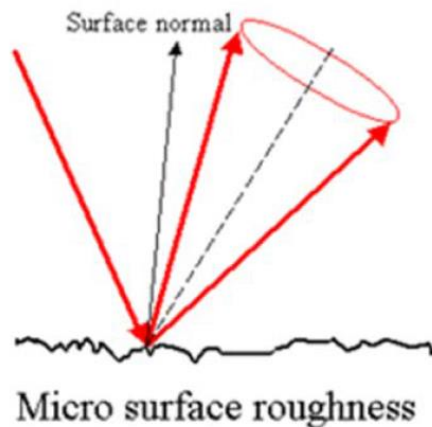


Figura 22. Incidencia según apertura solar. Fuente: SolTrace.

3.2.3. Impacto según DNI (Irradiancia Normal Directa)

En este caso se también se tienen en cuenta la apertura solar y la aberración de los espejos, sin embargo esta hipótesis considera que en vez de tener un ángulo de apertura respecto del ángulo obtenido por el impacto directo, se tiene una distribución normal, la cual es igual a la hallada en la irradiancia normal directa. A continuación se muestra un esquema de esta hipótesis:

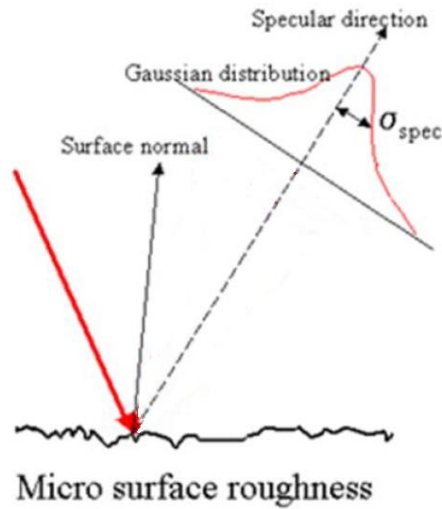


Figura 23. Incidencia según DNI. Fuente: SolTrace.

3.3. Polinomios de Zernike

Los polinomios de Zernike son un conjunto infinito de funciones polinómicas, ortogonales en el círculo de radio unidad [18]. Éstos se pueden utilizar para realizar aproximaciones de distintas funciones, como puede ser una hipérbola.

Los polinomios de Zernike son necesarios en este trabajo a la hora de introducir la superficie de la hipérbola en el programa SolTrace, ya que este carece de esta curva. Los polinomios de Zernike se pueden obtener mediante la siguiente expresión:

$$z(x, y) = \sum_{i=0}^N \sum_{j=0}^i B_{i,j} \cdot x^i \cdot y^{i-j} \quad (8)$$

Siendo N el grado de la aproximación y $B_{i,j}$ las constantes de cada polinomio. En este proyecto se han tomado polinomios de ajuste de cuarto grado ($N = 4$), los cuales tienen el siguiente desarrollo:

$$\begin{aligned} z(x, y)^{N=4} = & B_{00} + B_{10} \cdot x \cdot y + B_{11} \cdot x + B_{20} \cdot x^2 \cdot y^2 + B_{21} \cdot x^2 \cdot y + B_{22} \cdot x^2 \\ & + B_{30} \cdot x^3 \cdot y^3 + B_{31} \cdot x^3 \cdot y^2 + B_{32} \cdot x^3 \cdot y + B_{33} \cdot x^3 + B_{40} \cdot x^4 \cdot y^4 \\ & + B_{41} \cdot x^4 \cdot y^3 + B_{42} \cdot x^4 \cdot y^2 + B_{43} \cdot x^4 \cdot y + B_{44} \cdot x^4 \end{aligned}$$

La función es más precisa cuanto mayor es el grado de aproximación. Al tratarse de una función sencilla como la hipérbola, un polinomio de cuarto grado es suficiente para ser descrita con precisión.

3.4. SolTrace

SolTrace es programa informático desarrollado por Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL en sus siglas en inglés) con el objetivo de poder estudiar los sistemas de concentración de energía solar (CSP) sin tener que recurrir a poco prácticos y complejos prototipos por cada modelo a estudiar.

Este programa es uno de un gran número de programas que se basan en la técnica de Monte Carlo de seguimiento de rayos, sin embargo, este se diferencia del resto al tener la capacidad de modelar tanto reflexión como refracción, incluir la abertura solar y errores comunes en sistemas ópticos, entre otras funciones. El programa permite al usuario seleccionar el número de rayos que se van a proyectar y posteriormente rastrear, al interactuar éstos con los distintos elementos del modelo a estudiar; así como su dirección. El sistema reproduce interacciones de fotones reales, lo cual permite obtener resultados precisos para sistemas complejos. Como en cualquier programa numérico, al aumentar el número de nodos, o en este caso rayos, puede aumentar la precisión obtenida en los resultados, sin embargo, a mayor cantidad de datos a procesar, mayor tiempo de ejecución.

El sistema ofrece una vez procesado el modelo de estudio comprobar el número de impactos acertados sobre las distintas superficies, así como también permite visualizar los rayos que han errado su objetivo. También permite observar la distribución de calor producida por los rayos sobre las superficies. Todos estos datos se pueden extraer y reutilizar en distintos softwares.

4. MÉTODO DE CÁLCULO Y DISEÑO

4.1. Dirección de la radiación solar

El primer paso para el diseño del campo de heliostatos es conocer la dirección con la cual los rayos solares impactarían contra los reflectores primarios (heliostatos). Para ello se pueden definir distintos parámetros a partir de los cuales se puede obtener el ángulo de incidencia solar sobre los heliostatos, que son los siguientes [19]:

- Latitud del observador (γ)
- Día del año (n)
- Hora solar (t_s)
- Ángulo horario (ω)
- Declinación (δ)
- Ángulo de altitud solar (α)
- Ángulo de azimut (A)
- Vector de posición solar (S)

4.1.1. Latitud del observador (γ)

El primer paso para el diseño del campo de heliostatos es conocer la ubicación del mismo, ya que posteriormente se necesitarán las coordenadas geográficas para obtener distintos ángulos de partida relativos a la posición solar.

En este estudio se ha decidido utilizar la misma ubicación de una planta térmica solar de tipo Fresnel ya existente, la central de Puerto Errado 2, en Calasparra, Murcia. Las coordenadas geográficas de esta central son las siguientes:

- Latitud: $38^{\circ}16'42''$ N
- Longitud: $1^{\circ}36'01''$ O

De tal manera que se obtiene una latitud de:

$$\phi = 38.2783^{\circ}$$

4.1.2. Día del año (n)

Para este estudio se ha escogido el solsticio de verano, 21 de junio, lo cual equivale al día número 172 del año.

$$n = 172$$

$$(1 \leq n \leq 365)$$

Se ha escogido esta fecha debido a que éste día es el más largo del año, por lo tanto se obtiene un mayor intervalo de luz solar.

4.1.3. Hora solar (t_s)

La hora solar es la hora definida por la posición del Sol respecto al meridiano de la posición en la cual se encuentra el observador. Con la intención de facilitar el estudio del rendimiento del campo, se tomarán las doce hora solar, ya que es en este momento en el que el sol se encuentra en su cénit, su posición más alta respecto del observador. De esta manera:

$$t_s = 12 h$$

4.1.4. Ángulo horario(ω)

El ángulo horario (ω) para una localización es aquel definido por dos planos los cuales contengan al eje de la tierra, y a su vez contengan el meridiano local y el sol, respectivamente [19].

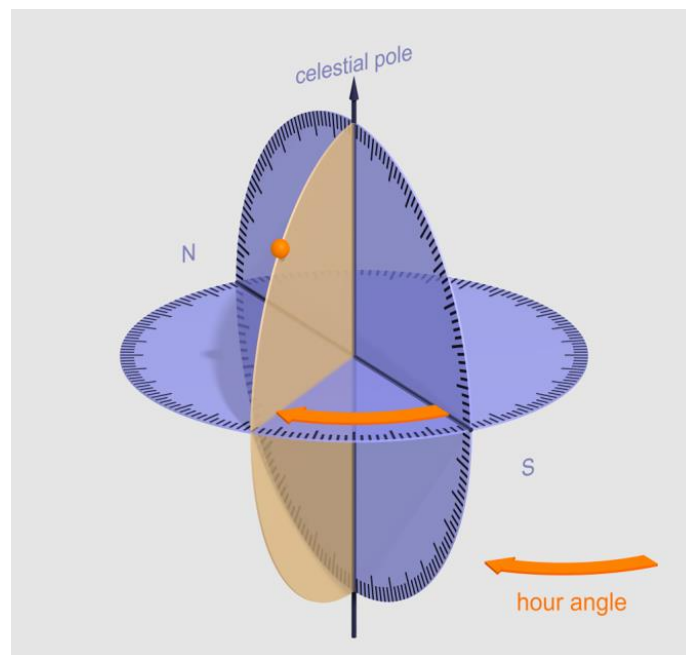


Figura 24. Representación del ángulo horario. Fuente: [20]

A partir de la hora solar se puede obtener el ángulo horario (ω) mediante la siguiente expresión:

$$\omega = 15 \cdot (t_s - 12) (h) \quad (9)$$

Aplicando la expresión anterior se obtiene el siguiente resultado:

$$\omega = 0 h$$

4.1.5. Declinación (δ)

Se conoce como declinación (δ) al ángulo que forman la dirección de los rayos de sol y el ecuador. A lo largo del año toma valores sinusoidalmente entre $\pm 23.45^\circ$. En el hemisferio norte se define como positiva y en el sur como negativa [19].

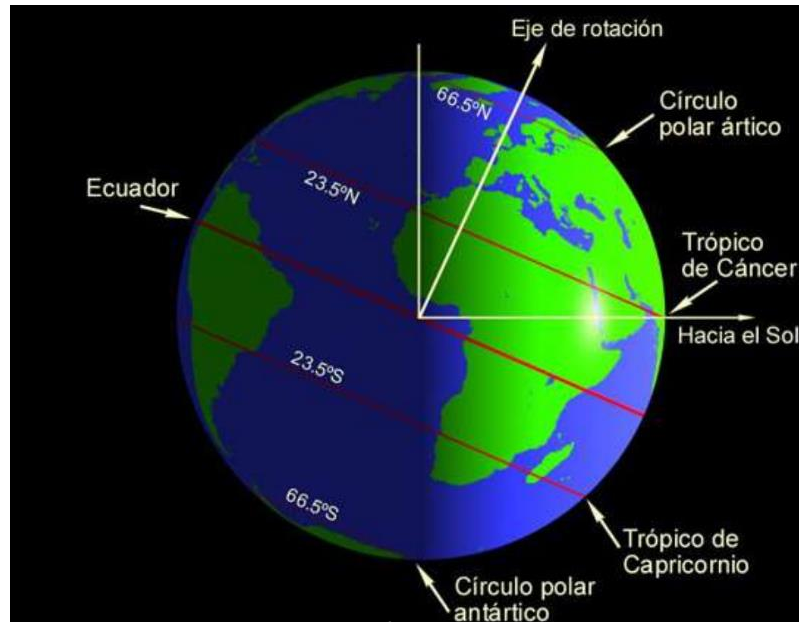


Figura 25. Declinación de la tierra respecto al sol. Fuente: [19]

La declinación se puede obtener a partir de la siguiente expresión, la cual es una aproximación con un error máximo de un grado [19]:

$$\sin \delta = 0.39795 \cdot \cos(0.98563 \cdot (n - 173)) \quad (10)$$

Siendo n el día del año, se obtiene el siguiente resultado:

$$\boxed{\delta = -9.22947^\circ}$$

4.1.6. Ángulo de altitud solar (α)

El ángulo de altitud solar (α) se define como el ángulo que forma el rayo solar central, aquel que pasa por el centro geométrico del sol y por el observador, con un plano horizontal perpendicular al observador.

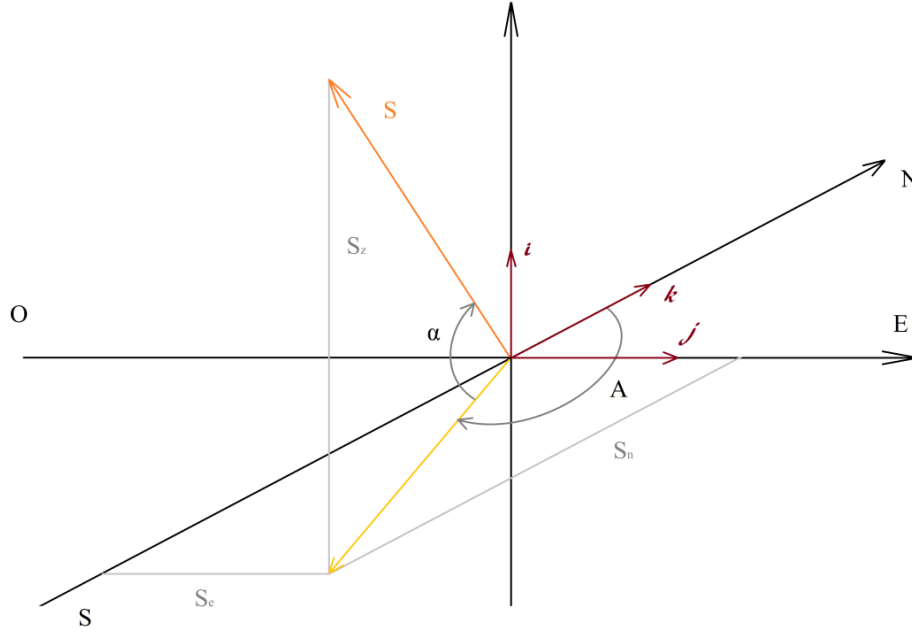


Figura 26. Rayo solar central sobre el observador. Fuente: propia.

Se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos \phi) \quad (11)$$

Siendo δ la declinación, ϕ la latitud y ω el ángulo horario, se obtiene el siguiente resultado:

$$\boxed{\alpha = 42.49223^\circ}$$

4.1.7. Ángulo de Azimut (A)

El ángulo de azimut (A) es aquel que forman la proyección del rayo solar central sobre el plano horizontal del observador respecto a la línea Norte-Sur, con sentido horario a partir de la dirección Norte, como se puede apreciar en la Figura 26.

El ángulo de azimut se calcula mediante las siguientes expresiones:

$$\begin{cases} Si \omega > 0 & \rightarrow A = 360^\circ - A'' \\ Si \omega \leq 0 & \rightarrow A = A'' \end{cases} \quad (12)$$

$$A'' = \cos^{-1} \left(\frac{\sin \delta \cdot \cos \phi - \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \sin \phi}{\cos \alpha} \right) \quad (13)$$

Siendo δ la declinación, ϕ la latitud y ω el ángulo horario, se obtiene el siguiente resultado:

$$\boxed{A = 180^\circ}$$

4.1.8. Vector de posición solar (S)

El vector de posición solar (S) es aquel que determina la ubicación del sol respecto del observador, como se puede apreciar en la Figura 26. Gracias a este vector se puede determinar cómo inciden los rayos solares sobre el campo, tomando como aproximación que todos los rayos llegan a la superficie con la misma inclinación respecto al plano horizontal.

El vector de posición solar se puede descomponer de la siguiente manera:

$$\vec{S} = S_z \cdot \vec{i} + S_e \cdot \vec{j} + S_n \cdot \vec{k} \quad (14)$$

Donde \vec{i} , \vec{j} y \vec{k} son los vectores unitarios de coordenadas del sistema de referencia con origen en el observador; y S_z , S_e y S_n son las componentes del vector de posición solar, las cuales se pueden definir de la siguiente forma:

$$\begin{cases} S_z = \sin \alpha \\ S_e = \cos \alpha \cdot \sin A \\ S_n = \cos \alpha \cdot \sin A \end{cases} \quad (15)$$

Siendo α el ángulo de altitud solar y A el ángulo de Azimut, se obtienen los siguientes resultados:

$$\begin{aligned} S_z &= 0.675494 \\ S_e &= 0 \\ S_n &= -0.73737 \end{aligned}$$

4.2. Dimensiones iniciales del campo

4.2.1. Elementos del campo

Al tratarse de una central linear tipo Fresnel-Beam-Down, el campo de heliostatos constará de los siguientes elementos:

- Reflectores primarios. Heliostatos.
- Reflector secundario. Hipérbola.
- Receptor. Receptor de partículas sólidas.

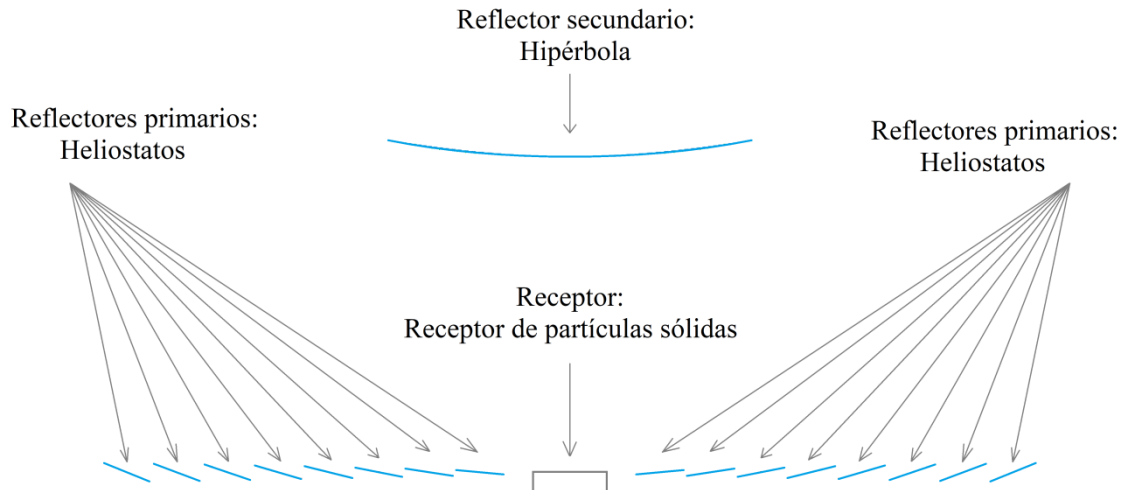


Figura 27. Esquema de los elementos del campo. Fuente: Propia.

4.2.1.1. Reflectores primarios. Heliostatos

Los reflectores primarios son distintos en para cada caso de estudio. En el primer caso se cuenta con unos espejos planos, mientras que en el segundo se sustituyen por unos espejos con curvatura parabólica, debido a sus propiedades geométricas, las cuales permiten enfocar el haz de luz recibido en un punto concreto del espacio. En ambos casos los espejos tendrán un ancho de 0.75 m y una distancia entre espejos de 0.025 m.

4.2.1.2. Reflector secundario: Hipérbola

El reflector secundario consta de un único reflector, el cual tiene una curvatura hiperbólica debido a sus propiedades reflectivas, las cuales implican que cada rayo impactado sobre su superficie con dirección al foco, será reflejado y redirigido hacia el segundo foco, donde se encontrará el receptor de partículas sólidas.

En este caso no se puede obtener las dimensiones de la hipérbola debido a su relación directa con el rendimiento del campo. De tal forma que sus dimensiones se obtendrán de forma iterativa al final del apartado 5.7.

4.2.1.3. Receptor: Receptor de partículas sólidas

El receptor de partículas se encuentra situado de tal manera que su superficie superior se encuentra a la misma altura que los heliostatos. Al igual que en el caso de la hipérbola, sus dimensiones serán caso de estudio y se obtendrán de forma iterativa comparándolas con el rendimiento del campo. Se pueden comprobar en el apartado 5.7.

4.2.2. Medidas del campo

En este proyecto se han tomado como referencia las dimensiones de un campo de heliostatos linear tipo Fresnel real, de la empresa Novatec, el cual presenta las siguientes características:

Technical Data of Control Unit	
Geometry	
Width (a)	16.56 m
Length (b)	44.8 m
Absorber tube height above primary reflector level (c)	7.4 m
Height of primary reflector level (d)	0.75 - 1.05 m above ground level
Recommended minimum clearance between parallel rows	4.5 m
Aperture surface of primary reflectors	513.6 m ²
Minimum row length	5 control units, 224 m in length
Maximum row length	22 control units, 985.6 m in length

Figura 28. Características del campo Novatec. Fuente: [22]

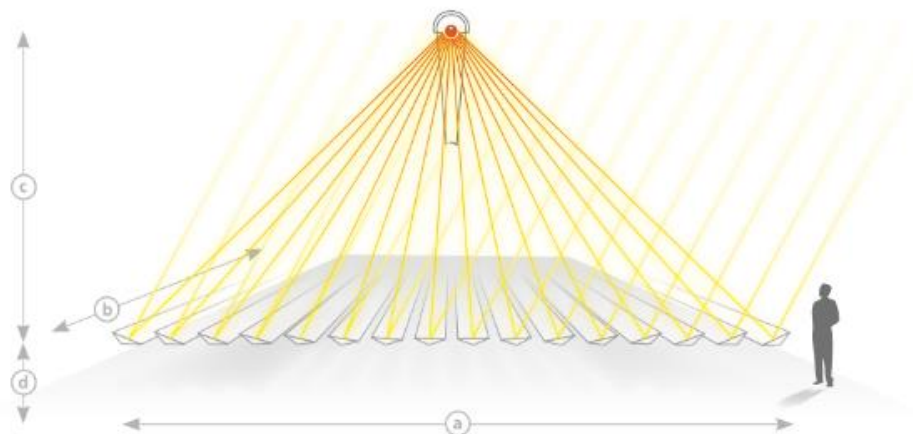


Figura 29. Esquema de dimensiones de Novatec. Fuente: [22]

Parameter	Value
Number of rows of mirrors per control unit	16
Number of primary mirrors per row	8
Primary mirrors width	0.75 (m)
Primary mirrors length, L_{mir}	5.35 (m)
Aperture surface of the control unit, Ap_{cu}	513.6 (m ²)
Control unit length, L_{cu}	44.8 (m)
Control unit width	16.56 (m)
Number of control units per collector row, N_{cu}	16
Clearance between collector rows	4.5 (m)
—	—
Receiver type	Schott PTR 70
Receiver height above primary reflectors, H_{rc}	7.4 (m)
Absorber outer diameter	0.07 (m)
Absorber inner diameter	0.065 (m)
Glass envelope outer diameter	0.115 (m)
Glass envelope inner diameter	0.109 (m)

Figura 30. Parámetros dimensionales del campo de Novatec. Fuente: [22]

Al tratarse estas dimensiones de un campo linear tipo Fresnel convencional, sin hipérbola como reflector secundario ni receptor de partículas sólidas, se tomará la altura a la que se encuentra el tubo de absorción del campo de Novatec como el foco de la hipérbola.

De tal manera que se obtienen las siguientes dimensiones del campo:

Tabla 5. Dimensiones principales del campo de estudio. Fuente: propia.

Longitud total del campo (L)	44.8 (m)
Altura del foco de la hipérbola (H)	7.4 (m)
Número de espejos (n_e)	16 (-)
Ancho de espejos (w_e)	0.75 (m)
Distancia entre espejos (d_i)	0.025 (m)

4.2.3. Curvatura de los espejos curvos

En el caso del campo de espejos curvos es necesario determinar la curvatura y profundidad de cada espejo, ya que depende de la distancia a la que se encuentra respecto a su foco, el cual ha de coincidir con el foco de la hipérbola. De tal manera mediante las siguientes expresiones se puede determinar tanto la curvatura como su profundidad. Definiendo su curvatura con la siguiente expresión:

$$C_x = \frac{1}{2 \cdot f} \quad (16)$$

Siendo f la distancia focal, de tal manera que la ecuación de la parábola resulte de la siguiente forma:

$$y = \frac{1}{2} \cdot x^2 \cdot C_x \quad (17)$$

4.3. Cálculos ópticos

Por simplificación y debido a que el campo se encuentra dispuesto en una orientación longitudinal paralela al eje Norte-Sur, se aplicará un estudio en dos dimensiones. Teniendo en cuenta que se ha realizado el estudio a las 12 hora solar, los rayos impactan de forma perpendicular a la horizontal, ya que $S_e = 0$.

4.3.1. Inclinación de los reflectores primarios

Para calcular la inclinación de cada uno de los heliostatos es necesario conocer previamente el ángulo de salida que se quiere obtener, en este caso se tomarán como referencia el centro del espejo y el foco de la hipérbola. De tal manera que con la posición de cada reflector se obtiene un ángulo de salida distinto.

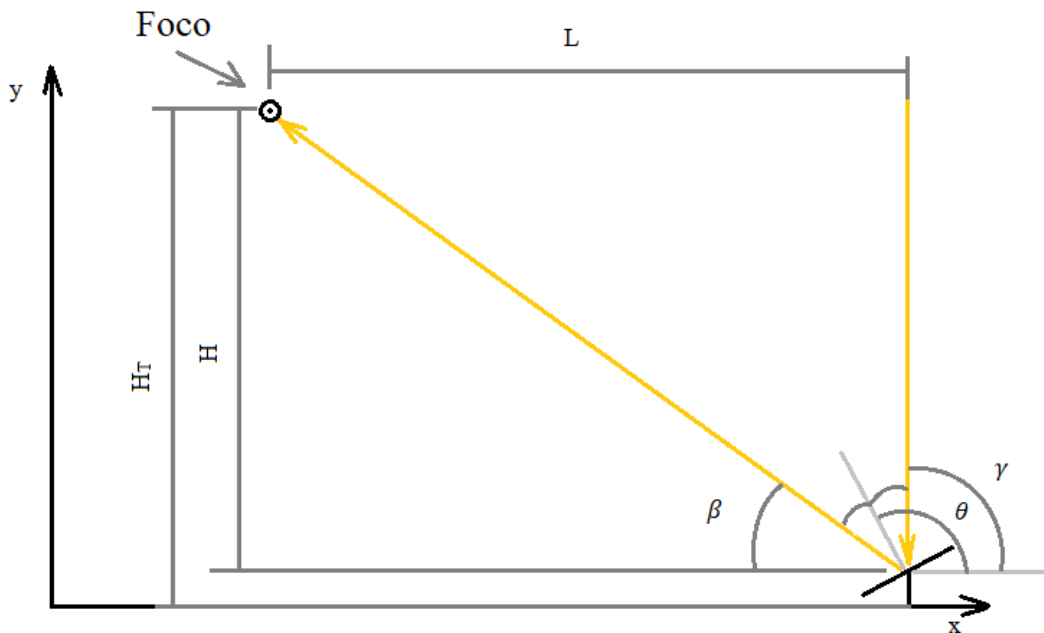


Figura 31. Esquema sobre la reflexión de un rayo solar sobre un espejo. Fuente: Propia.

Una vez conocidos los ángulos de salida respecto al centro de los espejos, el siguiente paso consiste en determinar la inclinación de los heliostatos mediante su normal. Conociendo tanto el ángulo de salida de cada espejo (β) como el ángulo de incidencia solar sobre los mismos (γ), mediante simples cálculos geométricos se puede obtener el ángulo que forma la normal con la horizontal (θ).

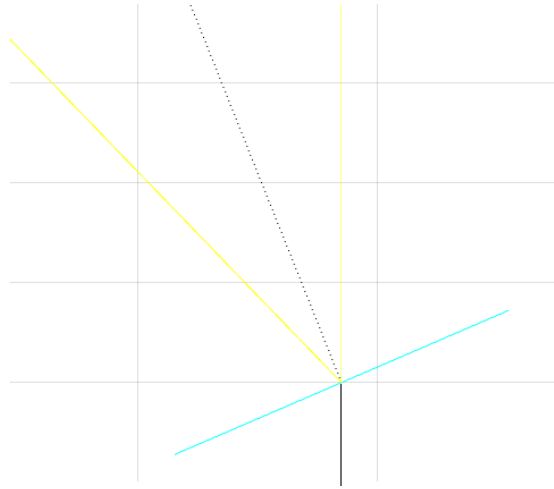


Figura 32. Reflexión de un rayo solar sobre un espejo plano. Fuente: Propia.

Al impactar un rayo de luz solar sobre un espejo, este es reflejado con el mismo ángulo que el propio rayo forma con la normal de la superficie, como se puede observar en la figura 32. A partir de esto se puede obtener el ángulo que forma la normal con la horizontal. Para hallar la inclinación de los espejos tan solo hay que añadirle al ángulo de la normal $\pm 90^\circ$.

4.3.2. Ángulos de salida de los espejos curvos

La inclinación de los espejos es la misma tanto en el caso de los espejos planos como en los curvos, debido a que en el centro de los espejos curvos la normal es la misma que en los planos. Sin embargo, en el caso de los espejos planos, todos los rayos reflejados tendrán los mismos ángulos de salida en cada espejo, mientras que en los espejos curvos es necesario determinar los ángulos de salida de cada impacto con el espejo. Para ello es necesario conocer la normal en cada punto del espejo en el cual impacta un rayo.

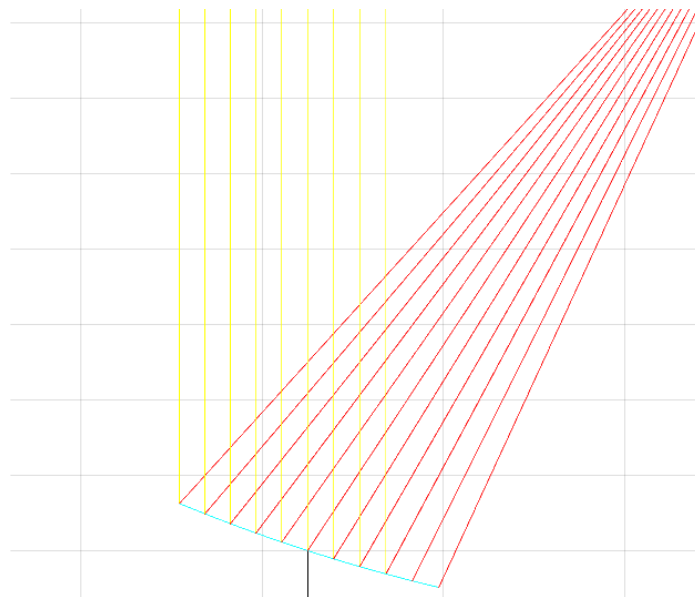


Figura 33. Reflexión en espejos curvos. Fuente: Propia.

Al tratarse de una parábola, al evaluar la derivada de su función en los puntos en los cuales impactan los rayos solares se puede obtener la tangente a la curva en ese punto, a partir de la cual se puede determinar la normal en esa posición particular. Una vez conocida la normal en cada uno de los puntos impactados, mediante el mismo principio que en el caso anterior, se obtienen los ángulos de salida en cada punto.

$$Pendiente = \frac{dy}{dx} = \frac{x}{2 \cdot f} = \tan(\alpha) \quad (18)$$

$$\theta = \alpha + 90 \quad (19)$$

Siendo α la inclinación en cada punto y θ la normal en cada punto.

4.3.3. Segunda reflexión

Para obtener los ángulos de salida del segundo reflector es necesario conocer tanto los ángulos de salida de la primera reflexión como la posición en la que éstos impactan con la superficie de la hipérbola. Los ángulos de salida se han obtenido en los pasos anteriores, por lo que para obtener la posición en la que impactan estos rayos no hay más que igualar la fórmula de la recta que forman los rayos con la de la hipérbola.

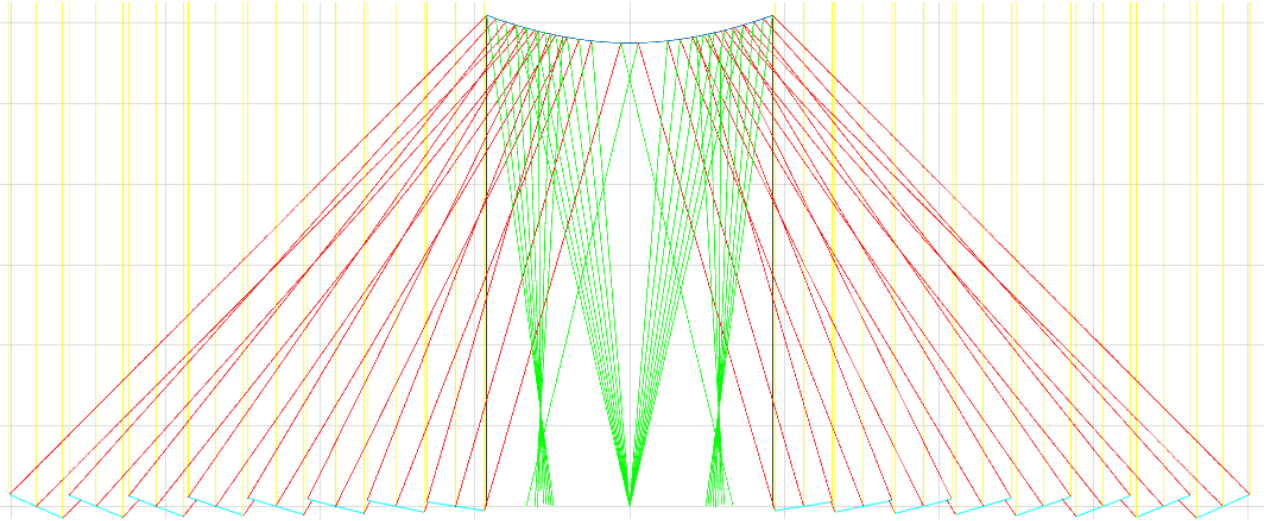


Figura 34. Segunda reflexión de los rayos solares en verde, primera reflexión en rojo. Fuente Propia.

Una vez obtenidos los datos anteriores, es necesario conocer la tangente en la posición en la que los rayos primarios impactan con la hipérbola. Derivando la función de la hipérbola y evaluándola en la posición del impacto se obtiene su tangente, a partir de la cual se puede determinar la normal de la superficie en ese punto.

$$Pendiente = \frac{dy}{dx} = -\frac{a^2}{b^2} = \tan(\alpha) \quad (20)$$

$$\theta = \alpha + 90 \quad (19)$$

Siendo α la inclinación en cada punto y θ la normal en cada punto.

Al conocer la normal de la superficie se puede obtener los ángulos de salida del reflector secundario mediante un simple cálculo geométrico.

4.3.4. Impactos en el receptor

Por último es necesario comprobar si los rayos provenientes de la segunda reflexión impactan en el receptor. Para ello únicamente es necesario conocer las dimensiones del receptor y los ángulos de salida de la segunda reflexión. Una vez conocidos ambos, a partir de la fórmula de la recta se puede hallar el punto de corte de los rayos con el receptor y comprobar si se encuentran dentro de las dimensiones del mismo.

4.3.5. Rendimiento óptico

El rendimiento óptico del campo se calculará relacionando el número total de rayos proyectados sobre los espejos con el número de rayos que finalmente impactan en el receptor. De tal forma que mediante la siguiente expresión se obtiene el rendimiento óptico del campo:

$$\eta_{\text{óptico}} = \frac{N_{\text{impactos receptor}}^{\circ}}{N_{\text{rayos proyectados}}^{\circ}} \quad (21)$$

4.4. Cálculo numérico

Para realizar el cálculo del rendimiento óptico del campo se ha utilizado el software MATLAB, a partir del cual se ha recreado el campo de heliostatos.

4.4.1. Dimensiones de la hipérbola y el receptor

Al estar las dimensiones tanto de la hipérbola como del receptor de partículas estrechamente relacionadas con el rendimiento del campo, es necesario realizar un estudio tras el cual se encuentren las dimensiones que proporcionan el rendimiento óptimo del campo.

Par ello se ha realizado un proceso iterativo en el cual se empieza determinando una anchura para el receptor de partículas, y posteriormente ir variando la excentricidad de la hipérbola hasta encontrar el punto de máximo rendimiento óptico. Una vez encontrado la excentricidad que proporciona el rendimiento máximo para esa anchura definida, se aumenta el tamaño del receptor y se vuelve a repetir el proceso anterior. Se repite el proceso hasta que se obtenga un rendimiento óptimo menor al obtenido en una anchura anterior.

A continuación se muestra un esquema del proceso iterativo realizado:

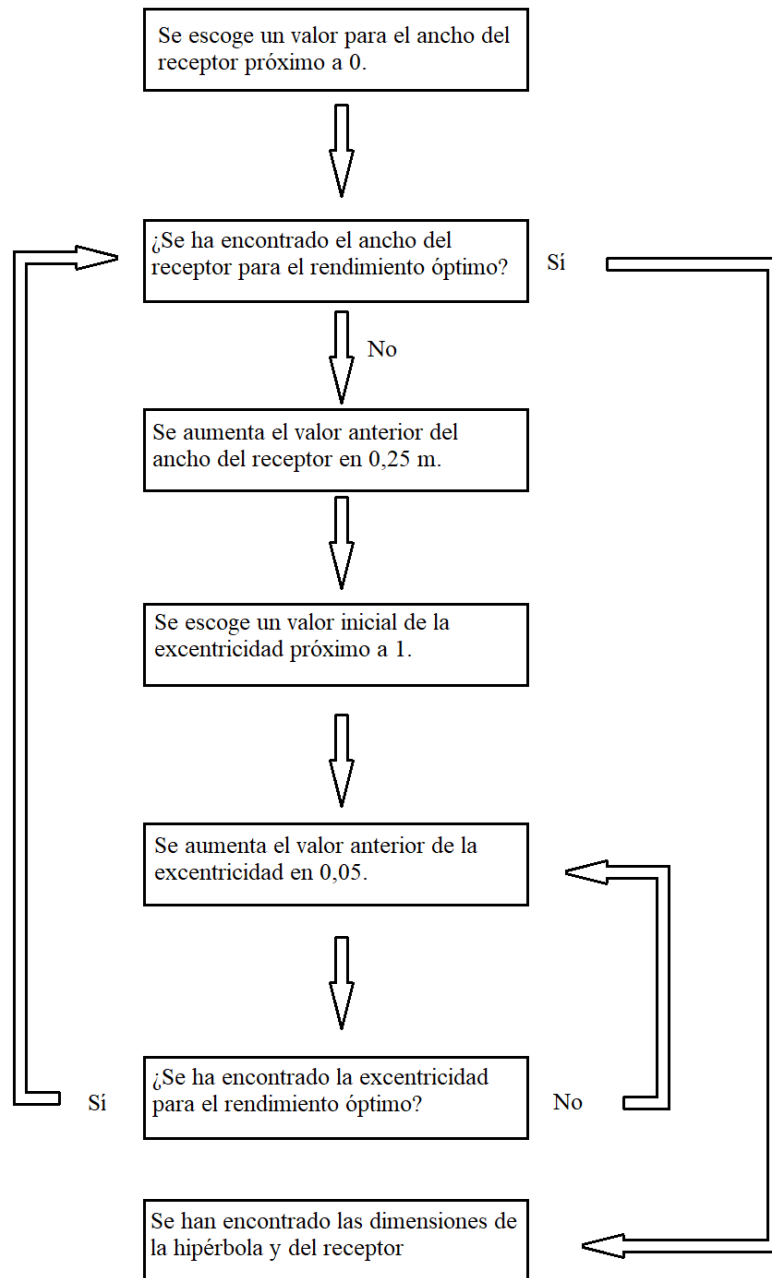


Figura 35. Proceso iterativo de obtención de las dimensiones de la hipérbola y el receptor. Fuente: Propia.

La hipérbola se dimensiona en cada caso teniendo en cuenta que sus límites vienen dados por el último rayo que impacta sobre cada extremo, de tal forma que se obtenga la menor superficie posible.

Las dimensiones del campo respecto al receptor se han calculado de tal manera que, para cada ancho del receptor, estuviese separado del extremo del primer espejo unos 0,5 m, de tal forma que la posición relativa de los espejos varía en cada ancho del receptor.

4.5. Área total de heliostatos

Con el objetivo de comparar ambos campos, es necesario determinar qué área de espejos necesitará cada campo para un mismo trabajo neto de la central. Para ello es necesario determinar previamente otros parámetros de la central.

4.5.1. Potencia de la central

Al estar este proyecto basado en cierta manera en la planta solar térmica tipo Fresnel de Puerto Errado 2, se tomará como potencia neta de la central la misma que la de esta última, de unos 30MW.

4.5.2. Calor almacenado en lecho fluidizado (Packed-Bed) (PB)

Debido a que esta central posee un receptor de partículas sólidas, el calor absorbido se mantiene en PB, de tal manera que es necesario conocer cuánto calor debe almacenar si se considera un rendimiento de transferencia de calor de $\eta_{PB} = 0.41$. Mediante la siguiente expresión se puede obtener dicho calor:

$$\dot{Q}_{PB} = \frac{\dot{W}_{NETO}}{\eta_{PB}} \quad (22)$$

4.5.3. Calor transferido al receptor

Una vez conocido el calor que el PB debe suministrar a la central, es necesario saber cuánto calor debe captar el receptor, el cual será transferido al PB con un rendimiento de $\eta_{Receptor} = 0.7$. De esta manera mediante la siguiente expresión se obtiene el calor que debe llegar al receptor:

$$\dot{Q}_{Receptor} = \frac{\dot{Q}_{PB}}{\eta_{Receptor}} \quad (23)$$

4.5.4. Área total de heliostatos

Por último, una vez obtenido el calor que debe ser transferido al receptor mediante la reflexión en los heliostatos, se puede determinar el área total necesaria de espejos para satisfacer esa demanda mediante la siguiente expresión:

$$\dot{Q}_{Receptor} = DNI \cdot A_{Total} \cdot \eta_{\text{óptico}} \quad (24)$$

Si se supone un DNI de 1000 W/m^2 , y $\eta_{\text{óptico}}$ es el rendimiento óptico del campo, se obtiene el área total despejando de la expresión anterior:

$$A_{Total} = \frac{\dot{Q}_{Receptor}}{DNI \cdot \eta_{\text{óptico}}} \quad (25)$$

5. RESULTADOS OBTENIDOS

Finalmente se obtienen los siguientes resultados evaluados con las dimensiones que proporcionan el mayor rendimiento posible. Los datos se han obtenido por medio del software matemático MATLAB, dado al volumen de datos manejado. También cabe mencionar que se ha tomado la hipótesis de impacto directo explicada en el apartado 3.2.1.

5.1. Ángulos solares

A continuación se muestran los resultados de la determinación de la dirección de radiación solar, mostrando en la tabla 6 los datos necesarios para la obtención del vector de posición solar y en la tabla 7 los componentes del vector.

Tabla 6. Resultados de los parámetros de posición solar. Fuente: Propia.

Latitud del observador (γ)	38.2783 (°)
Día del año (n)	172 (-)
Hora solar (t_s)	12 (h)
Ángulo horario (ω)	0 (h)
Declinación (δ)	-9.22947 (°)
Ángulo de altitud solar (α)	42.49223 (°)
Ángulo de azimut (A)	180 (°)

Tabla 7. Vector de posición solar. Fuente: Propia.

Vector de posición solar (S)	
S_z	0.675494
S_e	0
S_n	-0.73737

5.2. Situación de los espejos

Debido a que la disposición de los espejos depende de las dimensiones del receptor, y en cada caso se han obtenido distintos resultados, la posición de los espejos varía en cada caso.

5.2.1. Espejos planos

En la siguiente figura se muestra el orden en el que se han definido los espejos, diferenciando en lado derecho e izquierdo:

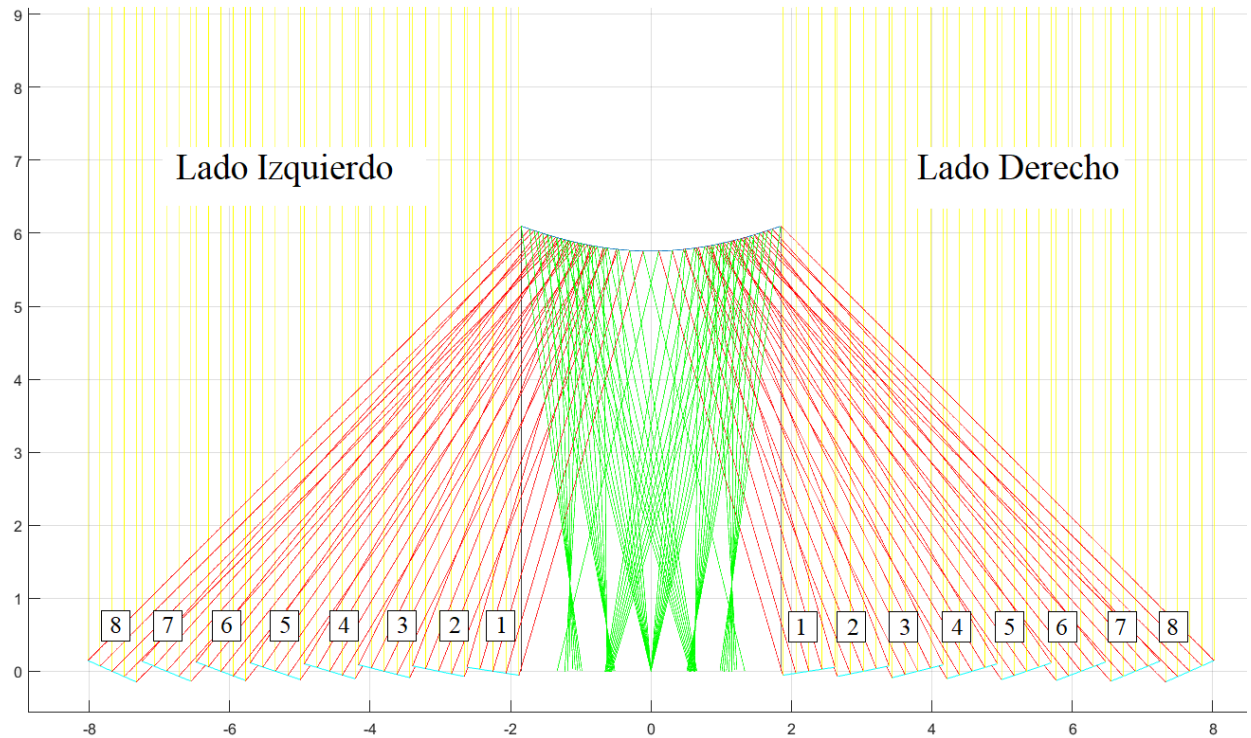


Figura 36. Disposición de los espejos y su nomenclatura. Fuente: Propia.

De esta manera se puede observar la posición de los espejos obtenidos en la siguiente tabla:

Tabla 8. Posición de los espejos respecto al centro del campo. Fuente: Propia.

Espejo	Lado Izquierdo (m)	Lado derecho (m)
1	-2,250	2,250
2	-3,025	3,025
3	-3,800	3,800
4	-4,575	4,575
5	-5,300	5,300
6	-6,125	6,125
7	-6,900	6,900
8	-7,675	7,675

5.2.2. Espejos curvos

Los espejos curvos siguen la misma definición que los planos, de tal forma que los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 9. Posición de los espejos respecto al centro del campo. Fuente: Propia.

Espejo	Lado Izquierdo (m)	Lado derecho (m)
1	-1,250	1,250
2	-2,025	2,025
3	-2,800	2,800
4	-3,575	3,575
5	-4,350	4,350
6	-5,125	5,125
7	-5,900	5,900
8	-6,675	6,675

5.3. Inclinação de los espejos

En este apartado se muestran los resultados obtenidos de la inclinación de las normales de los heliostatos.

5.3.1. Espejos planos

A continuación se muestran los resultados de la inclinación de las normales en el caso de los espejos planos:

Tabla 10. Inclinación de la normal de los espejos planos respecto al eje horizontal en sentido anti horario. Fuente: Propia.

Espejo	Lado Izquierdo (°)	Lado derecho (°)
1	81,54395	98,45605
2	78,88303	101,11697
3	76,40944	103,59056
4	74,13693	105,86307
5	72,06704	107,93296
6	70,19268	109,80732
7	68,50127	111,49873
8	66,97746	113,02254

5.3.2. Espejos curvos

A continuación se muestran los resultados de la inclinación de las normales en el caso de los espejos planos:

Tabla 11. Inclinación de la normal de los espejos curvos respecto al eje horizontal en sentido anti horario. Fuente: Propia.

Espejo	Lado Izquierdo (°)	Lado derecho (°)
1	85,20608	94,79392
2	82,34788	97,65212
3	79,63722	100,36278
4	77,10722	102,89278
5	74,77569	105,22431
6	72,64739	107,35261
7	70,71736	109,28263
8	68,97434	111,02565

5.4. Curvatura de los espejos curvos

Si se define la curvatura de los espejos mediante el factor C_x introducido en el apartado 4.2.3. , y teniendo en cuenta que al tratarse de un campo simétrico tanto los espejos del lado derecho como los del izquierdo tendrán la misma curvatura y profundidad respectivamente, en la siguiente tabla se muestran los resultados de la curvatura de los espejos:

Tabla 12. Curvatura de los espejos curvos. Fuente: propia.

Espejo	C_x (-)
1	0,06662
2	0,06517
3	0,06319
4	0,06083
5	0,05824
6	0,05554
7	0,05283
8	0,05017

A continuación se muestra una tabla con la profundidad de cada espejo:

Tabla 13. Profundidad de los espejos curvos. Fuente: propia.

Espejo	p (m)
1	0,004684
2	0,004582
3	0,004443
4	0,004277
5	0,004095
6	0,003905
7	0,003714
8	0,003527

5.5. Ángulos de la primera reflexión

En este apartado se mostrarán los resultados de los ángulos de salida de la primera reflexión en los heliostatos.

5.5.1. Espejos planos

En este caso, al tratarse de espejos planos, los ángulos de salida de cada rayo impactado en el espejo son los mismos, por lo tanto, se pueden mostrar los ángulos de salida por espejo, los cuales se pueden comprobar en la siguiente tabla:

Tabla 14. Primera reflexión en el caso de espejos planos. Fuente: Propia

Espejo	Lado Izquierdo (°)	Lado derecho (°)
1	73,08789	106,91210
2	67,76605	112,23394
3	62,81888	117,18111
4	58,27385	121,72614
5	54,13408	125,86591
6	50,38535	129,61464
7	47,00253	132,99746
8	43,95491	136,04508

5.5.2. Espejos curvos

Debido a la gran cantidad de datos que habría que referir para cada espejo, únicamente se mostrarán los ángulos de salida de los extremos de los espejos así como el de su centro, de tal manera que se conozcan como mínimo los valores extremos de cada espejo. A continuación se puede mostrar la siguiente disposición de los ángulos:

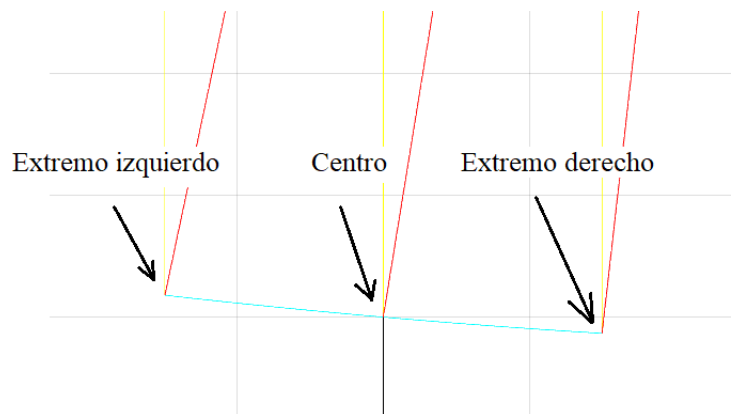


Figura 37. Disposición de los ángulos en los espejos curvos. Fuente: Propia.

Teniendo esto en cuenta, en la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para los espejos curvos:

Tabla 15. Primera reflexión en el caso de espejos curvos. Fuente: Propia

Espejo		Lado Izquierdo (°)	Lado derecho (°)
1	Extremo izquierdo	83,27451	96,72548
	Centro	80,41216	99,58783
	Extremo derecho	77,54981	102,45018
2	Extremo izquierdo	77,49573	102,50426
	Centro	74,69575	105,30424
	Extremo derecho	71,89577	108,104223
3	Extremo izquierdo	71,98953	108,010461
	Centro	69,27444	110,725558
	Extremo derecho	66,55934	113,440656
4	Extremo izquierdo	66,82837	113,171622
	Centro	64,21443	115,785564
	Extremo derecho	61,60049	118,399507
5	Extremo izquierdo	62,05404	117,945958
	Centro	59,55137	120,448623
	Extremo derecho	57,04871	122,95128
6	Extremo izquierdo	57,68138	122,31861
	Centro	55,29478	124,70521
	Extremo derecho	52,90818	127,09181
7	Extremo izquierdo	53,70468	126,29531
	Centro	51,43473	128,56526
	Extremo derecho	49,16479	130,83520
8	Extremo izquierdo	50,10441	129,89558
	Centro	47,94868	132,05131
	Extremo derecho	45,79295	134,20704

5.6. Ángulos de la segunda reflexión

En este apartado se mostrarán los resultados de los ángulos de salida de la segunda reflexión en la hipérbola.

5.6.1. Espejos planos

Al tratarse de los ángulos de salida de la hipérbola, se obtiene diferentes ángulos de salida para cada rayo reflejado, de tal manera que de la misma forma que en el apartado 4.3.2. se reducirá el volumen de datos mostrando únicamente los más significativos, los cuales son el rayo reflejado central y los rayos reflejados en los extremos de los heliostatos. De esta manera se obtiene la siguiente tabla de resultados:

Tabla 16. Segunda reflexión en el caso de espejos planos. Fuente: Propia

Espejo		Lado Izquierdo (°)	Lado derecho (°)
1	Extremo izquierdo	266,44137	255,87029
	Centro	274,86449	265,13550
	Extremo derecho	284,12970	273,55862
2	Extremo izquierdo	268,39550	254,48750
	Centro	276,42674	263,57325
	Extremo derecho	285,51249	271,60449
3	Extremo izquierdo	270,28140	253,25981
	Centro	277,90248	262,09751
	Extremo derecho	286,74018	269,71859

4	Extremo izquierdo	272,07222	252,17441
	Centro	279,28319	260,71680
	Extremo derecho	287,82558	267,92777
5	Extremo izquierdo	273,75153	251,21479
	Centro	280,56563	259,43436
	Extremo derecho	288,78520	266,24846
6	Extremo izquierdo	275,31176	250,36379
	Centro	281,75065	258,24934
	Extremo derecho	289,63620	264,68823
7	Extremo izquierdo	276,75205	249,60545
	Centro	282,84193	257,15806
	Extremo derecho	290,39454	263,24794
8	Extremo izquierdo	278,07611	248,92579
	Centro	283,84493	256,15506
	Extremo derecho	291,07420	261,92388

5.6.2. Espejos curvos

De forma análoga al apartado anterior, solo se tomarán como referencia los rayos centrales y extremos de cada espejo, obteniendo así los siguientes resultados:

Tabla 17. Segunda reflexión en el caso de espejos curvos. Fuente: Propia.

	Espejo	Lado Izquierdo (°)	Lado derecho (°)
1	Extremo izquierdo	273,97835	266,02164
	Centro	271,60160	268,39839
	Extremo derecho	269,33113	270,66886
2	Extremo izquierdo	274,82512	265,17487
	Centro	272,56555	267,43444
	Extremo derecho	270,46777	269,53222
3	Extremo izquierdo	275,57895	264,42104
	Centro	273,49134	266,50865
	Extremo derecho	271,60906	268,39093
4	Extremo izquierdo	276,24713	263,75286
	Centro	274,36951	265,63048
	Extremo derecho	272,72818	267,27181
5	Extremo izquierdo	276,84043	263,15956
	Centro	275,19411	264,80588
	Extremo derecho	273,80373	266,19626
6	Extremo izquierdo	277,37036	262,62963
	Centro	275,96240	264,03759
	Extremo derecho	274,82093	265,17906
7	Extremo izquierdo	277,84745	262,15254
	Centro	276,67417	263,32582
	Extremo derecho	275,77127	264,22872
8	Extremo izquierdo	278,28053	261,71946
	Centro	277,33105	262,66894
	Extremo derecho	276,65137	263,34862

5.7. Análisis de sensibilidad

Debido a que los resultados sobre el rendimiento se obtienen numéricamente mediante MATLAB, es necesario realizar un análisis de sensibilidad del software utilizado, con tal de validar los datos obtenidos con una situación más realista que con la que trabaja el programa.

A continuación se muestra una gráfica en la cual se estudia cómo afecta al rendimiento el número de rayos solares impactados sobre cada espejo:

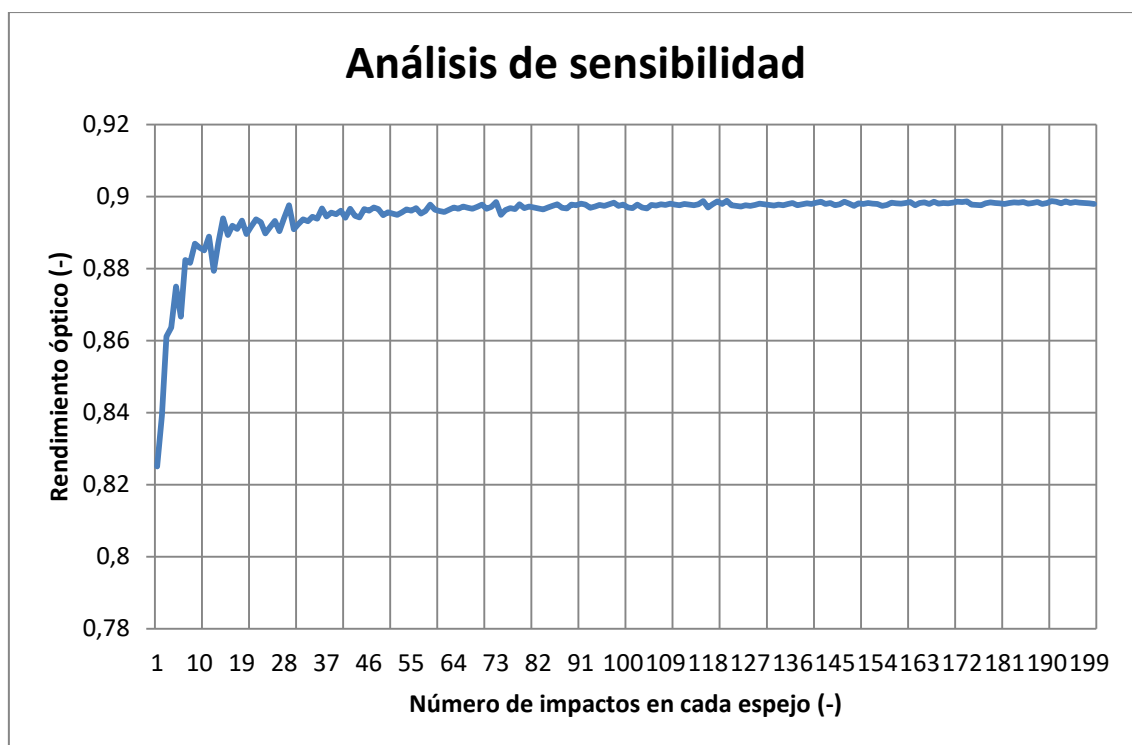


Figura 38. Gráfica del análisis de sensibilidad del código de MATLAB. Fuente: propia.

Como se puede observar en la gráfica, los resultados empiezan a estabilizarse a partir de aproximadamente 37 impactos por espejo, de tal forma que conviene escoger un número igual o superior a éste. Para no gastar mucho tiempo de computación se ha optado por tomar unos 40 impactos por espejo para el desarrollo de este proyecto.

5.8. Dimensiones de la hipérbola y el receptor

En este apartado se estudiará cómo afectan las dimensiones de la hipérbola y del receptor de partículas al rendimiento del campo de heliostatos, tanto en el caso de los espejos planos como en el de espejos curvos.

5.8.1. Espejos Planos

Siguiendo el proceso iterativo detallado en el apartado 4.4.1. se obtiene para el caso de los espejos planos la siguiente gráfica con distintos anchos del receptor en función del rendimiento y la excentricidad de la hipérbola.

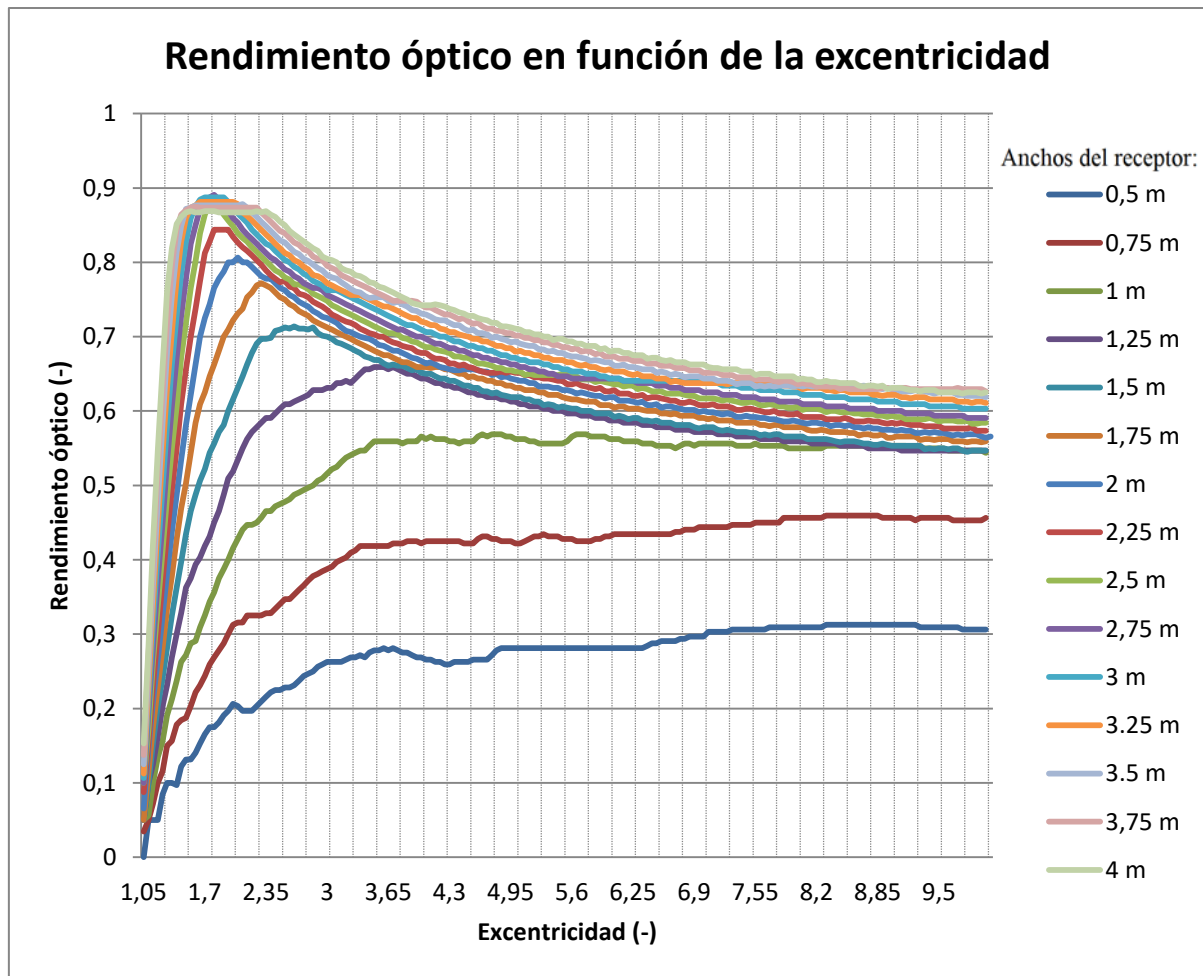


Figura 39. Rendimiento óptico en función de la excentricidad para distintos anchos del receptor de partículas en el campo de espejos planos. Fuente: Propia.

Como se puede observar en la gráfica, el rendimiento máximo se obtiene en excentricidades próximas a 1,8 y en anchos del receptor de entre 2,25 m y 4 m, encontrándose su valor máximo de 0.890625 en un ancho de 2,75 y una excentricidad de 1,8.

Tabla 18. Dimensiones de la hipérbola para espejos planos. Ancho de receptor: 0.75 m. Fuente: Propia.

Excentricidad (e)	1.8
Distancia focal (c)	3.7 (m)
Semieje mayor (a)	2.05556 (m)
Semieje menor (b)	3.07647 (m)
Ancho de hipérbola (W_H)	3.6956 (m)
Rendimiento óptico del campo (η_{opt})	0.890625

5.8.2. Espejos Curvos

Siguiendo el proceso iterativo detallado en el apartado 4.4.1. se obtiene para el caso de los espejos curvos la siguiente gráfica con distintos anchos del receptor en función del rendimiento y la excentricidad de la hipérbola.

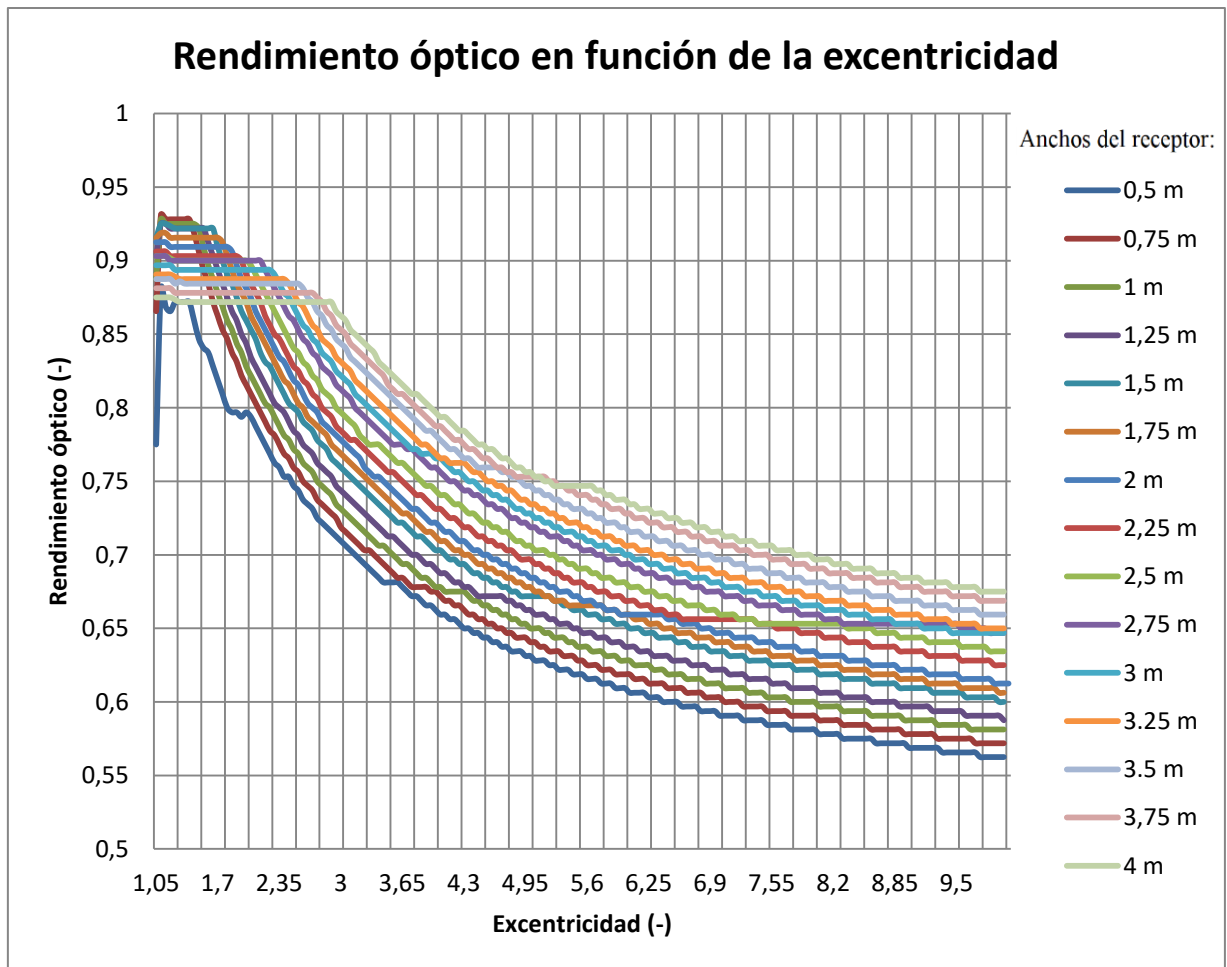


Figura 40. Rendimiento óptico en función de la excentricidad para distintos anchos del receptor de partículas en el campo de espejos curvos. Fuente: Propia.

Comparando esta gráfica con la anterior ya se puede notar con facilidad el aumento del rendimiento en excentricidades bajas, lo cual es debido a la mayor precisión que obtienen los espejos curvos en comparación con los planos a la hora de impactar en la hipérbola. Sin embargo su rendimiento descende rápidamente con excentricidades mayores, llegando a valores similares al caso de los espejos planos.

Como se puede observar en la gráfica anterior la zona de mayor rendimiento óptico se encuentra en excentricidades bastante bajas, entre 1,05 y 1,7, donde el rendimiento se mantiene constante. En esa zona el ancho con mayor rendimiento óptico es de 0,93125 con un ancho 0,75 m, lo cual es una reducción significativa en comparación con los planos, así como su excentricidad, de 1,4, lo que dará lugar a unas dimensiones de la hipérbola menores.

Tabla 19. Dimensiones de la hipérbola para espejos curvos. Ancho de receptor: 0.75 m. Fuente: Propia.

Excentricidad (e)	1.4
Distancia focal (c)	3.7 (m)
Semieje mayor (a)	2.64286 (m)
Semieje menor (b)	2.58946 (m)
Ancho de hipérbola (W_H)	1.705 (m)
Rendimiento óptico del campo (η_{opt})	0,928125

6. VALIDACIÓN CON SOLTRACE

Una vez se tienen los resultados obtenidos mediante el código de MATLAB con la hipótesis de impacto directo, es necesario comparar los datos obtenidos con una aproximación más realista, que es la que nos proporciona SolTrace.

De esta manera se detallan los resultados obtenidos en cada caso de estudio, los cuales se han obtenido para una longitud de 10 m.

6.1. Espejos Planos

SolTrace proporciona un esquema de rayos impactados y reflejados, el cual se puede ver en la siguiente figura:

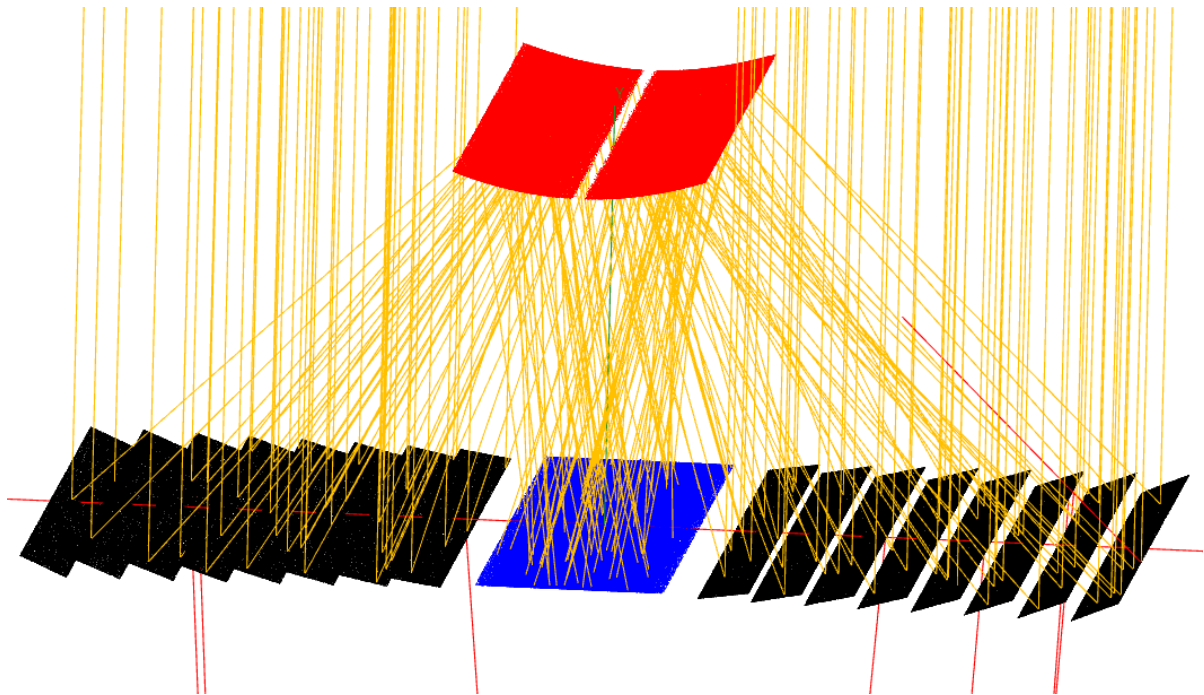


Figura 41. Esquema de rayos impactados. En negro los reflectores primarios, en rojo la hipérbola y en azul el receptor. Fuente: Propia.

En la figura anterior se pueden observar rayos de color amarillo y rayos de color rojo, que representan los rayos acertados y fallados respectivamente. Dentro de este esquema SolTrace también facilita el número de impactos totales sobre el receptor. Teniendo en cuenta que se han proyectado un total de 1.000.000 de rayos, y sobre el receptor han impactado 821.844, se obtiene el siguiente rendimiento:

$$\eta_{\text{óptico}} = \frac{N^{\circ} \text{ rayos receptor}}{N^{\circ} \text{ rayos totales}} = \frac{821.844}{1.000.000} = 0.821844$$

SolTrace también proporciona el flujo de calor en el receptor, el cual se puede ver en la siguiente figura:

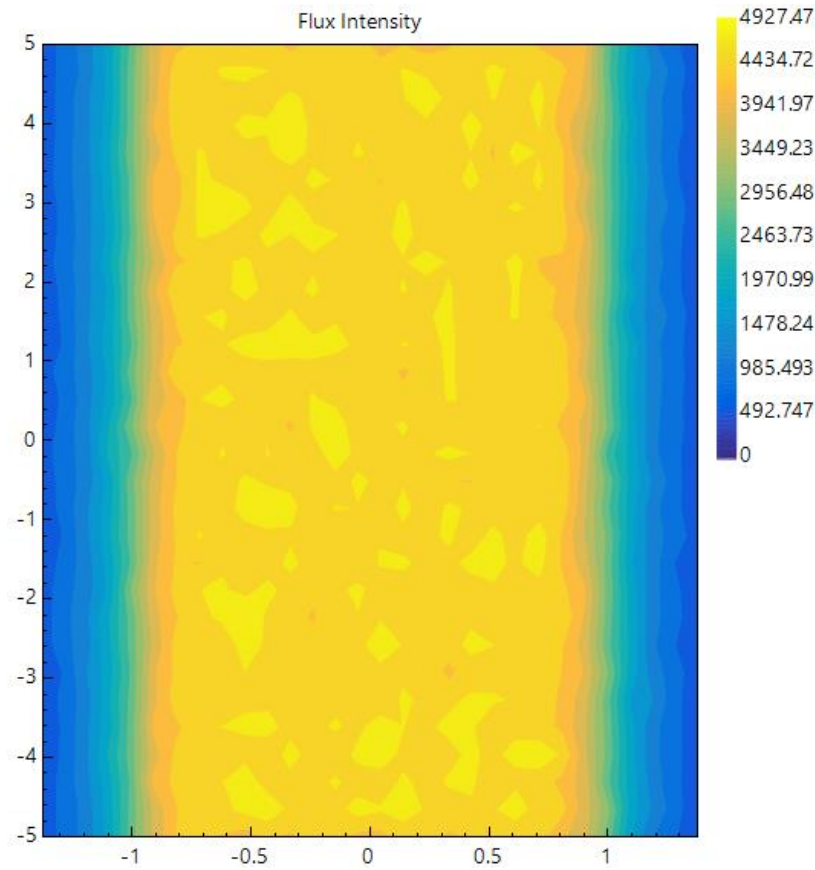


Figura 42. Flujo de calor en el receptor en W/m^2 . Fuente: propia.

De esta manera se obtiene un flujo de calor medio en el receptor de $3.434,87 \text{ W/m}^2$, con un DNI de 1000 W/m^2 . A partir de estos datos se puede obtener el rendimiento del campo según SolTrace:

$$\eta_{\text{Óptico}} = \frac{\text{Flujo medio} \cdot \text{Área}_{\text{receptor}}}{\text{DNI} \cdot N^{\circ}\text{espejos} \cdot \text{Área}_{1 \text{ espejo}}} \quad (26)$$

$$\boxed{\eta_{\text{Óptico}} = 0.7853}$$

Estos resultados son, como cabía esperar, menores que los obtenidos con MATLAB. Esto se debe a que SolTrace si tiene en cuenta la abertura solar y la aberración de los espejos, así como otros parámetros influyentes.

A continuación se muestra en la figura 43 una comparación directa entre los resultados obtenidos en MATLAB y los resultados obtenidos en SolTrace:

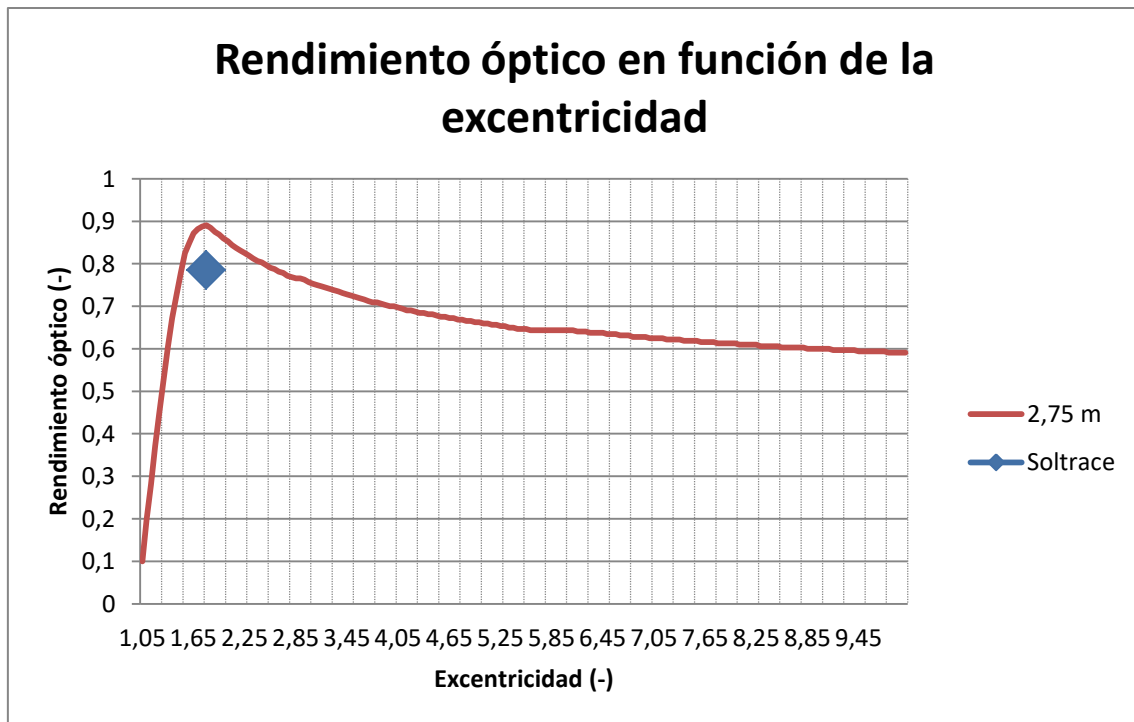


Figura 43. Rendimiento óptico óptimo obtenido en MATLAB comparado con el rendimiento obtenido en SolTrace.
Fuente: Propia.

6.2. Espejos Curvos

SolTrace proporciona un esquema de rayos impactados y reflejados, el cual se puede ver en la siguiente figura:

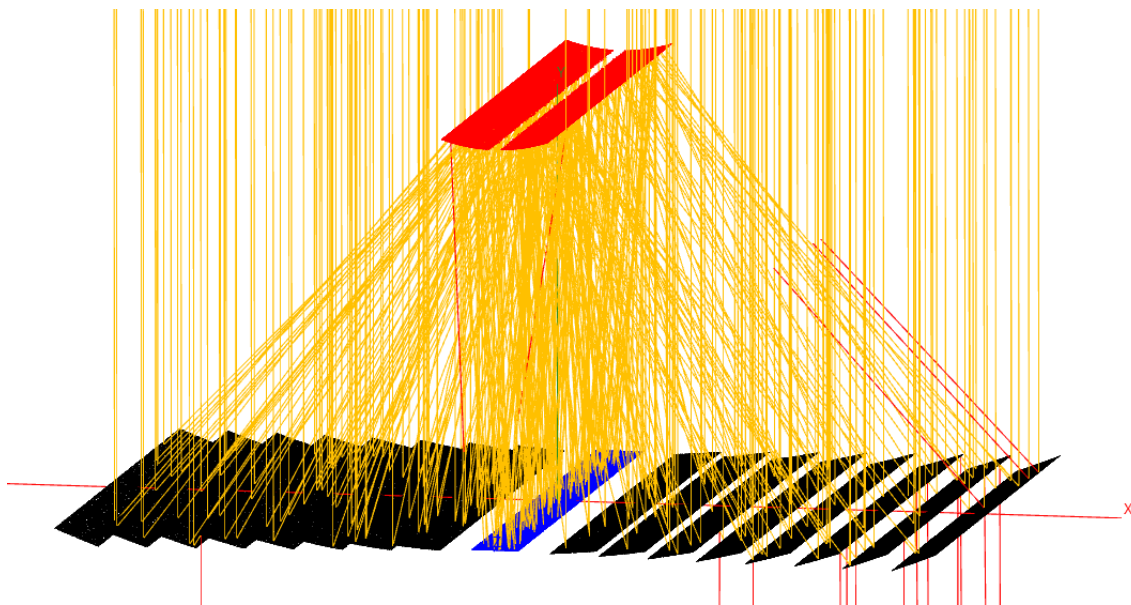


Figura 44. Esquema de rayos impactados. En negro los reflectores primarios, en rojo la hipérbola y en azul el receptor. Fuente: Propia.

De la misma manera que en el caso anterior, conociendo el número de rayos impactados sobre el receptor se puede obtener el rendimiento óptico. Teniendo en cuenta que en este caso impactan en el receptor 821.189 rayos:

$$\eta_{\text{óptico}} = \frac{N^{\circ} \text{ rayos receptor}}{N^{\circ} \text{ rayos totales}} = \frac{821.189}{1.000.000} = 0.821189$$

SolTrace también proporciona el flujo de calor en el receptor, el cual se puede ver en la siguiente figura:

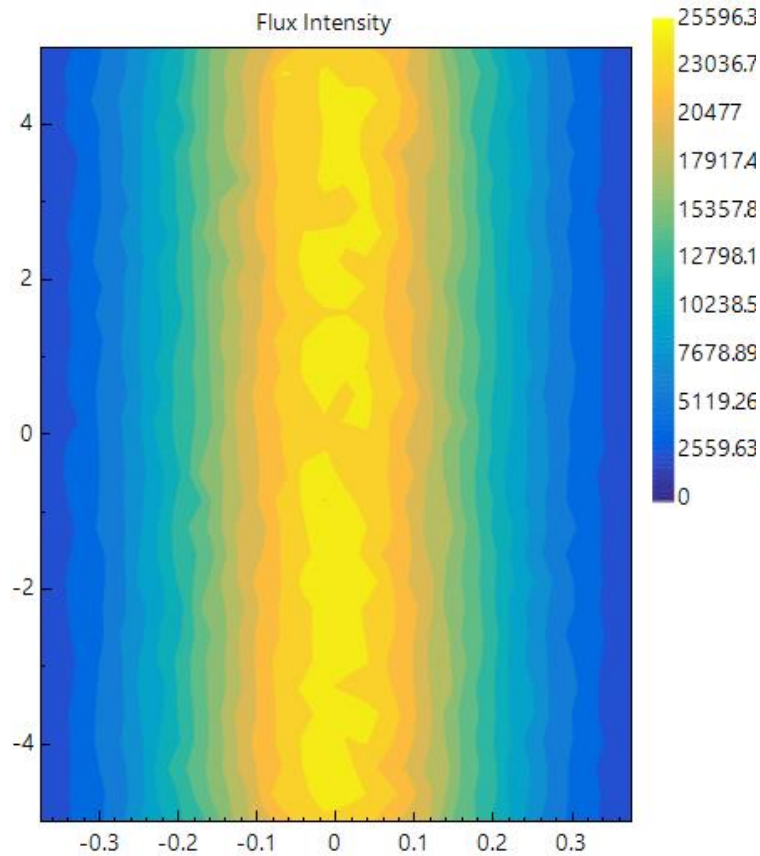


Figura 45. Flujo de calor en el receptor en W/m². Fuente: propia.

De esta manera se obtiene un flujo de calor medio en el receptor de 12.713,6 W/m², con un DNI de 1000 W/m². A partir de estos datos se puede obtener el rendimiento del campo según SolTrace:

$$\eta_{\text{óptico}} = \frac{\text{Flujo medio} \cdot \text{Área}_{\text{receptor}}}{\text{DNI} \cdot N^{\circ} \text{ espejos} \cdot \text{Área}_{1 \text{ espejo}}} \quad (26)$$

$$\boxed{\eta_{\text{óptico}} = 0.7946}$$

Al igual que en el caso anterior, los resultados son menores que los obtenidos con MATLAB. A continuación se muestra en la figura 46 una comparación directa entre los resultados obtenidos en MATLAB y los resultados obtenidos en SolTrace:

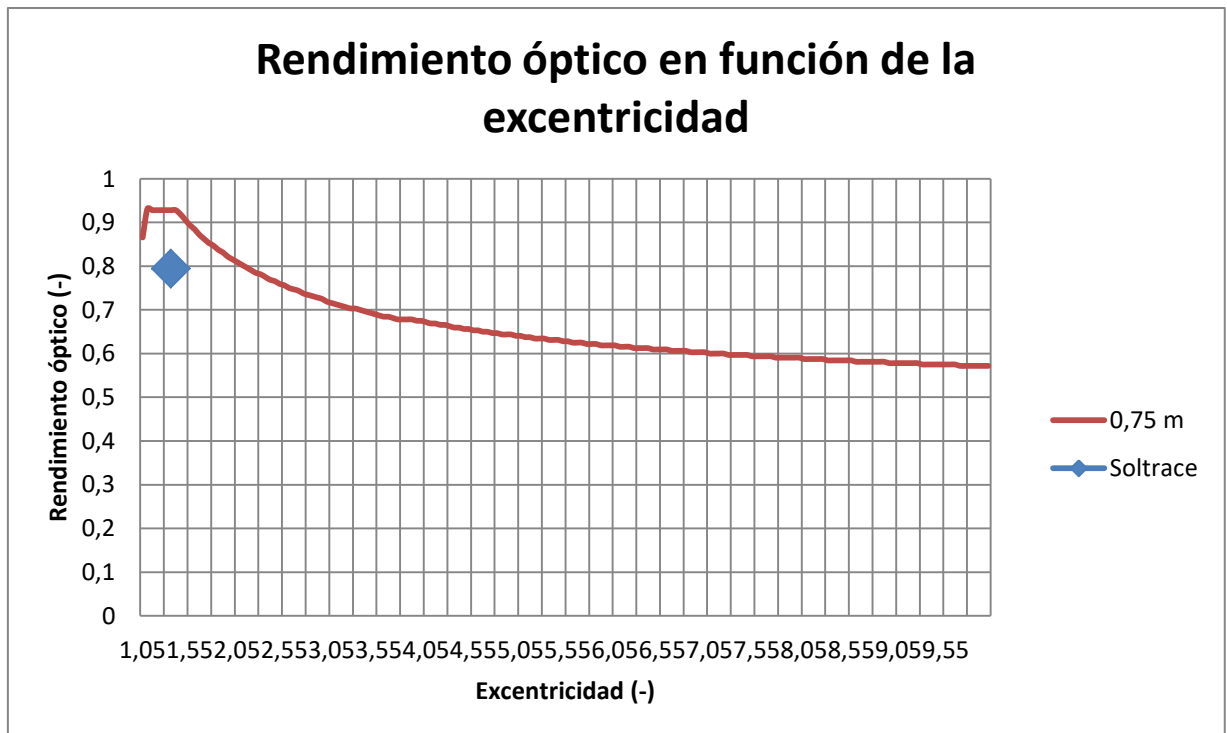


Figura 46. Rendimiento óptico óptimo obtenido en MATLAB comparado con el rendimiento obtenido en SolTrace.
Fuente: Propia.

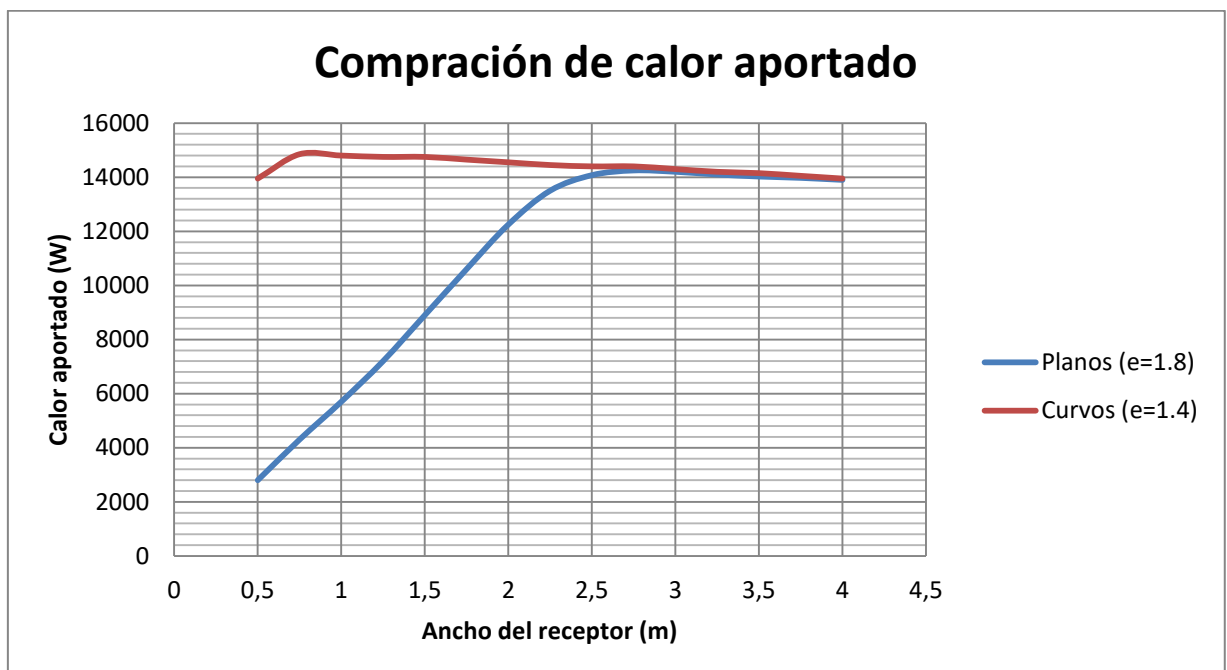


Figura 47. Calor aportado al receptor en cada caso para una longitud de 10 m, en función del ancho del receptor.
 Datos obtenidos a partir de MATLAB Fuente: Propia.

7. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA Y PRESUPUESTO

Una vez se tienen los resultados realistas, se puede pasar a hacer cálculos económicos. Primeramente se calculará el área necesaria para obtener una potencia en la central de 30 MW, como se explicó en el apartado 4.5. , obteniendo así para ambos casos de estudio los siguientes resultados:

Tabla 20. Resultados de área total de espejos. Fuente: propia.

\dot{Q}_{PB}	73,17073 (MW)
$\dot{Q}_{Receptor}$	104,52962 (MW)
A_{total} (Espejos planos)	133.107,8823 (m ²)
A_{total} (Espejos curvos)	131.549,9874 m

Para la obtención de los resultados anteriores se ha tomado el rendimiento obtenido en SolTrace a partir del flujo de calor, ya que en ambos casos era el menor.

Teniendo en cuenta que es coste por metro cuadrado de espejos planos es de aproximadamente 150 €/m², se obtiene el siguiente resultado del coste total de los espejos planos:

$$C_{espejos\ planos} = A_{total} \cdot C_{u,planos} = 19.966.182,35 \text{ €}$$

Debido a la inexistencia en la actualidad de una industria especializada en la fabricación de espejos curvos de estas características, el precio de los espejos curvos se tomará como un intervalo entre el precio de los planos, y el equivalente al de unos espejos parabolic-through de 298 €/m². Se obtiene el siguiente resultado del coste total de los espejos curvos:

$$C_{espejos\ curvos}(150 \text{ €/m}^2) = A_{total} \cdot C_{u,curvos} = 19.732.498,11 \text{ €}$$

$$C_{espejos\ curvos}(298 \text{ €/m}^2) = A_{total} \cdot C_{u,curvos} = 39.666.148,94 \text{ €}$$

Si se divide el área total de espejos entre el ancho de todos los espejos se puede conocer la longitud total para la hipérbola:

$$L_{hipérbola,planos} = \frac{A_{total,planos}}{N^{\circ}espejos \cdot w_{planos}} = 11.092,32353 \text{ m}$$

Si se toma como aproximación que los espejos curvos, al tener una profundidad muy baja, tienen un arco igual al ancho de los espejos planos se tiene la siguiente longitud de la hipérbola:

$$L_{hipérbola,curvos} = \frac{A_{total}}{N^{\circ}espejos \cdot w_{curvos}} = 10.962,49895 \text{ m}$$

A partir de la longitud, y suponiendo un coste por unidad de área de la hipérbola de 2000 €/m², se obtiene el siguiente coste para la hipérbola:

$$Arco_{H,planos} = \int_{Limite_{izq}}^{Limite_{dch}} \sqrt{1 + \left(-\frac{a^2}{b^2}\right)^2} \cdot dx = 3.94247 \text{ m}$$

$$C_{hiperbola, planos} = Arco_{H,planos} \cdot L_{hipérbola} \cdot C_{u,hipérbola} = 87.528.859,44 \text{ €}$$

$$Arco_{H,curvos} = \int_{Limite_{izq}}^{Limite_{dch}} \sqrt{1 + \left(-\frac{a^2}{b^2}\right)^2} \cdot dx = 2.46198 \text{ m}$$

$$C_{hiperbola, curvos} = Arco_{H,curvos} \cdot L_{hipérbola} \cdot C_{u,hipérbola} = 53.978.906,33 \text{ €}$$

7.1. Presupuesto

Para conocer el coste del Wh en cada caso, denominado LCOE (Levelized Cost of Energy), se utiliza la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{fcr \cdot C_{inversión} + C_{OyM} + C_{comb}}{E_{neta}} \quad (27)$$

Siendo $C_{inversión}$ los costes de la inversión inicial, fcr el factor de amortización anual, C_{OyM} los costes de operación y mantenimiento, C_{comb} los costes de combustibles fósiles y E_{neta} la energía neta producida por la central.

7.1.1. Costes de inversión

Dentro de los costes de inversión se encuentran los siguientes [21]:

- Coste del campo de heliostatos: $C_{CH} = C_{espejos} + C_{Hipérbola}$
- Costes del intercambiador de calor: $C_{IC} = 41.67 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$
- Coste de la central de potencia: $C_{cp} = 980 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$
- Coste del terreno: $C_t = 1.67 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$
- Coste de mano de obra: $C_{MO} = 169.3 \cdot W_{Net} - 5.3 \cdot 10^{-4} \cdot W_{Net}^2 = 5.078.523 \text{ €}$. Siendo W_{Net} la potencia neta de la central.
- Costes varios: $C_v = 183.33 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$

El factor de amortización anual se puede obtener de la siguiente expresión:

$$fcr = \frac{k_d \cdot (1 + k_d)^n}{(1 + k_d)^n - 1} + k_{seguro} \quad (28)$$

Donde k_d es la tasa de descuento, n el número de años a amortizar y k_{seguro} la tasa anual por seguro. Si se considera una tasa de descuento $k_d = 0.1$ y una vida útil de la central de unos 30 años, $n = 30$ años, se obtiene el siguiente factor de amortización:

$$\boxed{fcr = 0.10608}$$

7.1.2. Costes de operación y mantenimiento

Dentro de los costes de operación y mantenimiento se encuentran los siguientes:

- Coste anual de recambio de componentes del campo de heliostatos:
 $C_{RH} = 0.025 \cdot C_{CH}$
- Coste de operación y mantenimiento anual: $C_{Op} = 0.03 \cdot (C_{PB} + C_{cp})$

7.1.3. Costes de combustibles fósiles

Al tratarse de una central solar térmica, esta carece de combustibles, por lo que el coste de combustibles es nulo: $C_{comb} = 0 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$

7.2. Resultados finales

Una vez calculados todos los parámetros anteriores, se puede calcular el LCOE:

- Caso de espejos planos:

$$C_{Tot.planos} = C_{inversión} + C_{OyM} + C_{comb} = 152.564.243,8 \text{ €}$$

$$LCOE = \frac{15.801.397,26 + 3.606.879,045 + 0}{108.000.000} = 0.1787062617 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

- Caso espejos curvos:
 - Para un precio de 150 €/m²:

$$C_{Tot.curvos} = C_{inversión} + C_{OyM} + C_{comb} = 117.936.012,6 \text{ €}$$

$$LCOE = \frac{12.217.629,01 + 2.762.288,111 + 0}{108.000.000} = 0.1387029363 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

- Para un precio de 298 €/m²:

$$C_{Tot.curvos} = C_{inversión} + C_{OyM} + C_{comb} = 138.368.007,7 \text{ €}$$

$$LCOE = \frac{14.332.190,69 + 3.260.629,382 + 0}{108.000.000} = 0.1628964786 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Si se comparan los resultados obtenidos se puede ver como en el caso de los espejos curvos los costes totales se ven reducidos entre un 9.305% y un 22,697% con respecto a los espejos planos.

Cabe mencionar que estos cálculos no son más que una aproximación, debido al desconocimiento de parámetros como el coste por metro cuadrado del receptor de partículas, así como el de los espejos curvos. Sin embargo, el orden de magnitud se puede considerar adecuado teniendo en cuenta que la central de Puerto Errado 2 supuso una inversión de aproximadamente unos 160.000.000€ [24].

8. CONCLUSIONES

Durante el desarrollo de este trabajo se ha llegado a una serie de conclusiones, las cuales se expondrán a continuación.

En primer lugar, se ha dimensionado el campo de heliostatos para dos casos diferentes, el primer caso con reflectores primarios planos, y en el segundo con reflectores primarios curvos. De este dimensionamiento se ha podido observar la diferencia en cuanto a ambos casos, obteniendo unas dimensiones del reflector secundario y del receptor significativamente mayores en el caso de los espejos planos en comparación con el de los curvos.

Se ha podido comprobar como el dimensionamiento mediante el software MATLAB, aun tomando la aproximación de impactos directos sobre los espejos, ha ofrecido unos resultados, que si bien se ha podido comprobar más tarde mediante el programa SolTrace que son superiores a lo que cabría esperar en la realidad, son más que adecuados para la obtención de la inclinación de los espejos así como de las dimensiones óptimas de ambos campos.

Por otra parte, ambos campos obtienen un rendimiento óptico bastante similar en sus dimensiones óptimas. Sin embargo, se ha podido observar cómo, al tener el campo de heliostatos curvos un receptor menor, su flujo de calor medio por metro cuadrado es significativamente mayor, del orden de ser 3.7 veces superior al caso de los espejos planos. Si se observan el flujo de calor en ambos casos, se puede apreciar como en el caso de los curvos, los picos de mayor calor se encuentran en el centro del receptor, disminuyendo progresivamente a medida que se alejan del centro. Si por el contrario se observa el flujo de los planos, se puede ver una distribución más homogénea a lo largo del receptor, disminuyendo en los extremos.

Si se comparan económicamente ambos campos, se puede comprobar cómo, aun teniendo ambos campos el mismo rendimiento óptico, al ser las dimensiones de la hipérbola el componente de mayor valor, y al poseer el campo de heliostatos curvos unas dimensiones menores de este, el campo de espejos curvos obtiene un ahorro sustancial en comparación con el de los planos, de aproximadamente entre un 9.305% y un 22,697%.

Por otro lado, al ser el elemento principalmente determinante la hipérbola de segunda reflexión, este ahorro económico sólo se daría en este tipo de centrales tipo Fresnel.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Bauer, G., *Photovoltaic Solar Energy Conversion (Lecture Notes in Physics, 901)*, (2015).
- [2] Red Eléctrica Española, “www.ree.es”, 20 Diciembre 2017. [En línea]. Disponible en:
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2017_v3.pdf. [Último acceso: 17 Agosto 2018].
- [3] Red Eléctrica Española, “www.ree.es”, 20 Diciembre 2017. [En línea]. Disponible en:
http://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2017.pdf [Último acceso: 17 Agosto 2018].
- [4] Duffie, John A., & Beckman, William A., “*Solar Engineering of Thermal Processes.*” Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2013.
- [5] Smartgridsinfo, “www.smartgridsinfo.es”, 20 Marzo 2018 [En línea]. Disponible en:
<https://www.smartgridsinfo.es/2018/03/20/alten-consigue-financiacion-construir-central-solar-fotovoltaica-namibia-45-mw> [Último acceso: 20 Agosto 2018].
- [6] SENER, “www.poweroilandgas.sener”, [En línea]. Disponible en:
<http://www.poweroilandgas.sener/es/proyecto/gemasolar> [Último acceso: 20 Agosto 2018].
- [7] Basf, “www.basf.com”, [En línea]. Disponible en: <https://www.basf.com/es/es/we-create-chemistry/creating-chemistry-magazine/resources-environment-and-climate/storing-sunshine.html> [Último acceso: 21 Agosto 2018].
- [8] Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (REVE), “www.evwind.com”, 5 Octubre 2012 [En línea]. Disponible en: <https://www.evwind.com/2012/10/05/puerto-errado-2-inaugurada-la-termosolar-con-tecnologia-fresnel-mas-grande-del-mundo/> [Último acceso: 21 Agosto 2018].
- [9] CSC, “csc.okn.me”, [En línea]. Disponible en:
http://csc.okn.me/player2_okn_csc//CourseImports/8182c86cf426d7bdfa53430f5d28cb e5daee9c84/UA1_Planes-divulgacion-ef-energetica/energa_solar_trmica_de_media_y_alta_temperatura.html [Último acceso: 21 Agosto 2018].
- [10] A. Lorenzana Gaona, “*Diseño y optimización de una planta termosolar con concentradores cilindro-parabólicos*”, Proyecto Fin de Carrera, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España, 2013 [En línea]. Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/17161/PFC%20Alejandro%20Lorenzana%20Gaona.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- [11] P. Gauché, J. Rudman, M. Mabaso, W. Landman, T. Von Backström y A. Brent, “*System value and progress of CSP*”, *Solar Energy*, vol. 152, pp. 106-139, 2017.
- [12] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), “*Guía técnica de la energía Solar Termoelectrica*”, Madrid, 2012.
- [13] P. Alegría, “*Las cónicas y sus aplicaciones*” Universidad del País Vasco, Bilbao, España. [En línea]. Disponible en: <http://www.ehu.eus/~mtpalezp/conicas.pdf>
- [14] C. Lehman, “*Geometría analítica*”, Limusa, 1989.
- [15] Wikipedia, “es.wikipedia.org”, [En línea]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Par%C3%A1bola_\(matem%C3%A1tica\)#/media/File:Ecuaci%C3%B3n_de_par%C3%A1bola_vertical.svg](https://es.wikipedia.org/wiki/Par%C3%A1bola_(matem%C3%A1tica)#/media/File:Ecuaci%C3%B3n_de_par%C3%A1bola_vertical.svg) [Último acceso: 26 Agosto 2018].
- [16] Wikipedia, “es.wikipedia.org”, [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Reflexi%C3%B3n_de_la_luz#/media/File:C%C3%B3ncavo.png [Último acceso: 26 Agosto 2018].
- [17] Instituto Politécnico Nacional (IPN) (México), “www.cecyl3.ipn.mx” [En línea]. Disponible en: <http://www.cecyl3.ipn.mx/ibiblioteca/mundodelasmaticas/ConceptoDeHiperbolaYSusElementos.html> [Último acceso: 27 Agosto 2018].
- [18] Wikipedia, “es.wikipedia.org”, [En línea]. Disponible en: https://en.wikipedia.org/wiki/Zernike_polynomials [Último acceso: 29 Agosto 2018].
- [19] P. A. Rodríguez Aumente, C. S. Vereda Ortiz, “*Instalaciones de energías renovables*” Transparencias docentes, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España, 18 Enero 2016.
- [20] Wikipedia, “es.wikipedia.org”, [En línea]. Disponible en: https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/b/b7/HourAngle_en.png [Último acceso: 2 Septiembre 2018].
- [21] J. A. Méndez Burgos, “*Optimización de la radiación solar para las diferentes tecnologías de concentración solar sin hibridación ni almacenamiento térmico*”, Trabajo de fin de grado, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España, Marzo 2015 [En línea]. Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/23002>
- [22] Novatec, “www.novatecsolar.com” [En línea]. Disponible en: <http://www.novatecsolar.com/20-1-Nova-1.html>
- [23] J. Rodríguez-Pomatta, “*Tecnología de la combustión en lecho fluido*”, *Ingeniería Química*, nº 263, p. 203, 1974.
- [24] Ingenieros, “www.ingenieros.es”, 08 Octubre 2012 [En línea]. Disponible en: <http://www.ingenieros.es/noticias/ver/proyecto-termosolar-de-puerto-errado-2/2904> [Último acceso: 10 Septiembre 2018].